

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ НА ЦЕЛЕВОЙ ПЛАСТ Ю2 НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.243.23:622.323(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Ницык Алексей Петрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев Константин Мадестович	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Бурение нефтяных и газовых скважин
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ 11.02.2020 Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Ницык Алексей Петрович

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на целевой пласт Ю2 нефтяного месторождения

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

1. Геологические условия бурения
2. Глубина по вертикали: по расчету
3. Тип профиля: наклонно-направленный
4. Данные по профилю: длина вертикального участка 100 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 750 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 45 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, глубина спуска насосного оборудования 100 м над пластом Ю2
5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать
6. Способ цементирования (выбрать):
одно/двухступенчатый
7. Способ перфорации: кумулятивный
8. Минимальный уровень жидкости в эксплуатационной колонне: до полного опорожнения

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин <ol style="list-style-type: none"> 2.4.1. Расчет обсадных колонн <ol style="list-style-type: none"> 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн <ol style="list-style-type: none"> 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Т.Г, к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент отделения общетехнических дисциплин

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		11.02.20

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Ницык Алексей Петрович		11.02.20

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕ- СУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Ницык Алексей Петрович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/с пециальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

<p>Нормы и нормативы расходования ресурсов</p> <p>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</p>	<p>1. Литературные источники;</p> <p>2. Методические указания по разработке раздела;</p> <p>3. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы;</p> <p>4. Налоговый кодекс РФ</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения поисковых ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Основные технико-экономические показатели поисковых ГРП
2. Планирование и формирование бюджета поисковых ГРП	2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРП	3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

31.01.2020

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Ницык Алексей Петрович		11.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Ницык Алексей Петрович

Школа		Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на целевой пласт Ю2 нефтяного месторождения	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технический проект на скважину Область применения бурение скважин на нефтегазовом месторождении (Красноярский край)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Трудовой кодекс Российской Федерации (ст. 297, 298, 264) Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302 «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда» СанПиН 1964-79 «Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых»
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия	Повышенный уровень общей и локальной вибрации Недостаток освещения Движущиеся части производственного оборудования и механизмы Работа на высоте Неблагоприятные климатические условия
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: возможны выбросы газа, выбросы при работе топливных установок Гидросфера: Возможность попадания химических реагентов в прилегающие водоемы, розлив бурового раствора,

	загрязнение бытовыми отходами Литосфера: Загрязнение почвы химическими реагентами, нарушение естественного почвенного покрова,
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: природного характера: лесной пожар, наводнения, ураганы; техногенного характера: возгорание ГСМ, разливы химических реагентов и ГСМ в больших объемах, газонефтеводопроявление, Наиболее типичная ЧС: газонефтеводопроявление

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.02.20
---	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	—		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Ницык Алексей Петрович		11.02.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 98 страницы, 45 таблицы, включая таблицы приложений, 17 рисунок, 31 литературный источник и 15 приложений.

Ключевые слова: бурение, проектирование, охрана окружающей среды, скважина, газ.

Цель работы – проектирование Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины (пласт Ю2) на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский район)

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 2955 метров.

В специальной части проекта рассмотрена борьба с негерметичностью обсадных колонн с помощью пластырей.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на ремонте скважин и ликвидации аварий.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Определения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ПАЦ – полианионная целлюлоза;

РУО – раствор на углеводородной основе;

РУС – роторная управляемая система;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ДРУ – двигатель с регулятором угла;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ОПО – опасный производственный объект;

ИТР – инженерно-технический работник;

ТК РФ – трудовой кодекс Российской Федерации;

БУ – буровая установка;

ПБНГП – правила нефтяной и газовой промышленности;

ГСМ – горюче- смазочные материалы;

ЭК – эксплуатационная колонна.

Введение	14
1 Общая и геологическая часть	15
1.1 Геологические условия бурения	15
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения	15
1.3 Зоны возможных осложнений	15
2 Технологическая часть	16
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	16
2.2 Обоснование конструкции скважины	17
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	17
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	17
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	19
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	20
2.3 Проектирование процессов углубления	21
2.3.1 Выбор способа бурения	21
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	22
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	23
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	23
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	24
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	25
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	26
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	29
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	31
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	32
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	32
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	33
2.4.2 Расчет наружных избыточных давлений	33
2.4.3 Расчет внутренних избыточных давлений	35
2.4.4 Конструирование обсадной колонны по длине.....	37
2.4.5 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	38
2.4.6 Расчет процессов цементирования скважины.....	39
2.4.6.1 Выбор способа цементирования обсадных колон.....	39
2.4.6.2 Расчёт объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов	39
2.4.6.3 Обоснование и расчет объема буферной продавочной жидкостей	39
2.4.6.4 Гидравлический расчет цементирования скважины.....	40
2.4.7 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	42

2.4.7.1	Выбор жидкости глушения	42
2.4.7.2	Выбор типа фонтанной арматуры.....	42
2.4.7.3	Выбор типа перфорации	43
2.4.7.4	Выбор способа вызова притока	43
2.5	Выбор буровой установки	44
3	Анализ борьбы с негерметичностью обсадных колонн с помощью пластырей	45
3.1	Метод установки стальных пластырей	45
3.2	Классификация способов.....	45
3.2.1	Установка пластыря методом набухания материала.....	46
3.2.2	Установка пластыря, обладающего эффектом «памяти формы»	47
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..	49
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия.....	49
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия	49
4.1.2	Организационная структура предприятия.....	50
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	51
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины. 51	
4.2.2	Линейный календарный график выполнения работ	53
4.3	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли...	54
5	Социальная ответственность	56
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	56
5.1.1	Правовые нормы трудового законодательства	56
5.1.2	Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны.....	57
5.2	Производственная безопасность	57
5.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего	58
5.2.1.1	Повышенный уровень общей и локальной вибрации	58
5.2.1.2	Недостаток освещения.....	59
5.2.1.3	Движущиеся части производственного оборудования и механизмы 60	
5.2.1.4	Работа на высоте	61
5.2.1.5	Неблагоприятные климатические условия.....	62
5.3	Экологическая безопасность	63
5.3.1	Защита атмосферы	64
5.3.2	Защита гидросферы	65
5.3.3	Защита литосферы	65

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	66
Заключение	68
Список использованной литературы.....	70
Приложение А	74
Приложение Б.....	79
Приложение В	81
Приложение Г	82
Приложение Д	83
Приложение Е.....	88
Приложение Ж	90

Введение

На сегодняшний день Россия занимает третье место по добычи нефти. По данным ЕИА на 2019 год добыча составляла 10 800 000 баррель/сутки, отставая от Саудовской Аравии и США. Исходя из этих данных можно понимать какое значение имеет для России добыча нефти и газа в мировой экономике.

Общее количество месторождений в России составляет более 2000 и для того чтобы набирать обороты по добычи в проектирование, строительство и разработку пускают все больше новых месторождений. В связи с этим и проявляется востребованность нашей специальности при строительстве скважины.

Строительство скважины является экономически и ресурса затратным делом. Исходя из проделанной работы по менеджменту стоимость строительства одной скважины выходит в сотни миллионов рублей. И это с учетом соблюдения всех проектных сроков, выполнения планово-экономических показателей и скорости бурения. Поэтому выставляются высокие требования в процессе строительства скважины, которые регулируются установленными законами, правилами и стандартами.

Проект, полностью соответствует техническим параметрам и проектному решению скважины при дальнейшем строительстве скважины.

При проектировании необходимо учесть все возможные осложнения, включая:

- Высокую кавернозность на глубине от 0 до 950 метров;
- Высокую абразивность горных пород – X;
- Все возможные осложнения на всем интервале.

В характеристике газонефтеводоносности, предоставлена информация о трёх водоносных пластах, которые так же надо учесть при проектировании. Так же запроектирован пласт ($J_1 - J_2$), который находится ниже еще двух нефтеносных пластов. Необходимо подготовить меры для предупреждения ГНВП на этих участках.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины, литологическая характеристика разреза, физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, давление и температура по разрезу скважины, прогноз давлений и температур по разрезу представлены в таблицах А.1, А.2, А.3, А.4 приложения А соответственно.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Характеристика газонефтеводоносности данной скважины представлена в приложении Б.

1.3 Зоны возможных осложнений

В приложении В описаны возможные осложнения в процессе бурения данной скважины.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

По техническому заданию данные по профилю: длина вертикального участка 100 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 750 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 45 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м.

В соответствии с техническим заданием, максимальный зенитный угол должен составлять не более 45°. Руководствуясь этим, выбираем J-образный профиль скважины.

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект». Результаты проектирования представлены в таблице В.1 приложения В. Конструкция скважины представлена на рисунке Г.1 приложение Г. Проектируемый профиль скважины представлен на рисунке 1.

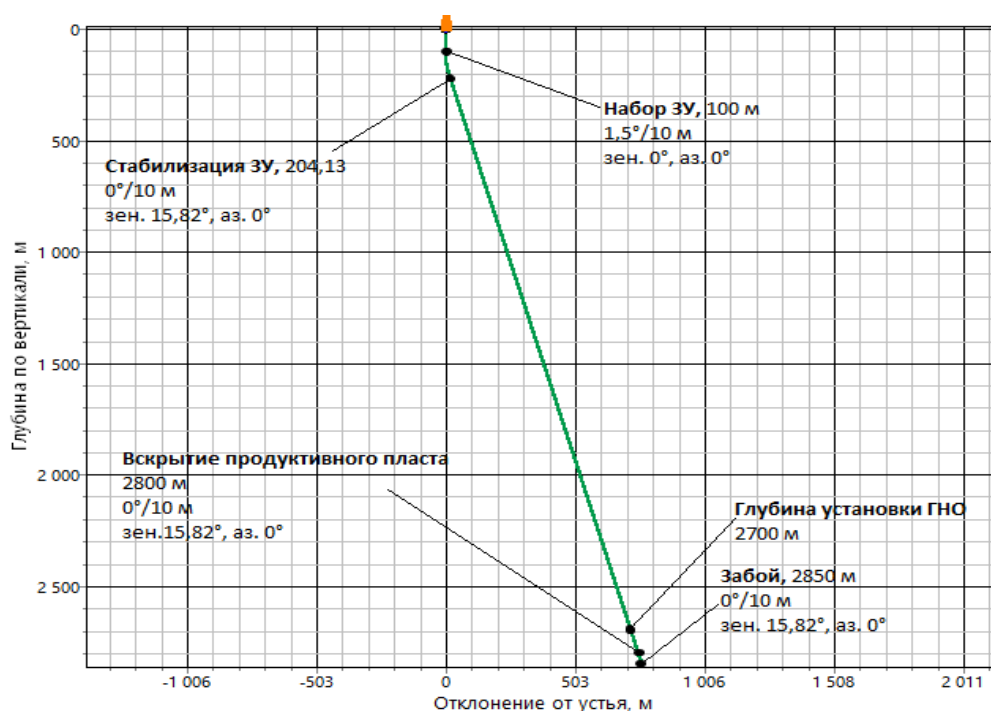


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины непосредственно обусловлена заданными условиями, возможными осложнениями, а также другими возможными осложнениями. Далее приведен расчет и обоснование конструкции скважины.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так как разрабатываемый продуктивный пласт находится на глубине Юрских отложений, рекомендуется проектировать закрытый забой, так же в тех задании указан способ перфорации: кумулятивный.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений показывает непосредственное изменение давлений гидроразрыва пород и пластовых давлений. По графику давлений также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.

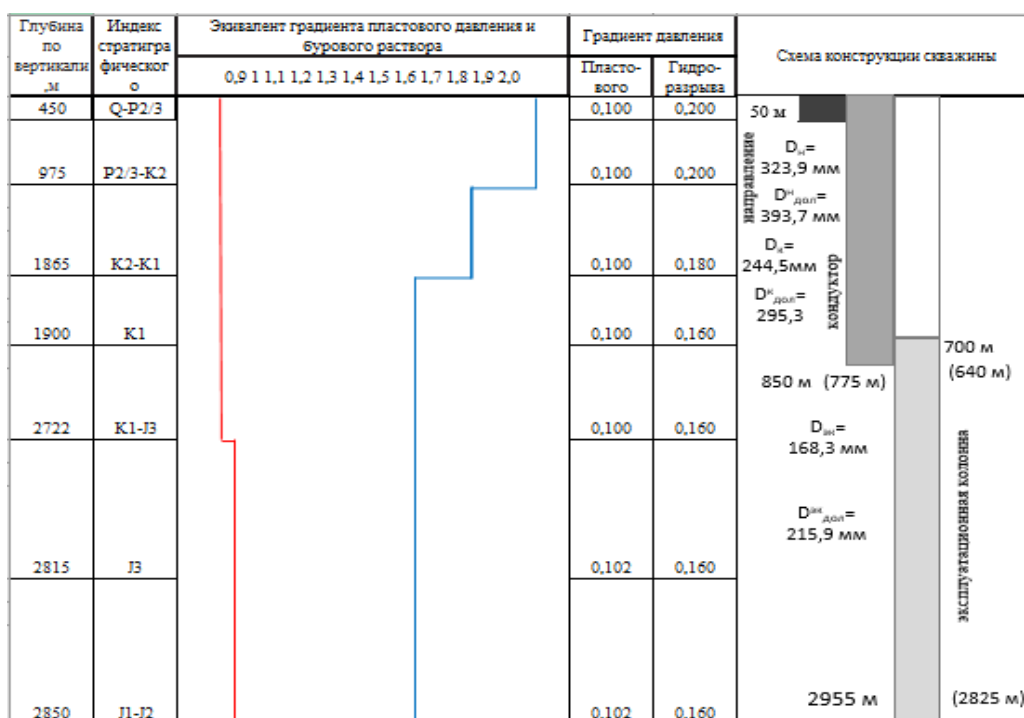


Рисунок 2 – Совмещенный график давлений

Проанализировав данный график можно заключить, что интервалы с несовместимыми условиями бурения отсутствуют.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуются спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений 10 м. Так как в моей скважине 40 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 50 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. По расчетам глубина спуска кондуктора по вертикали составляет 780м. Принято решение, для перекрытия неблагоприятных зон возможных осложнений, спустить кондуктор по стволу до глубины 850 м.

Таблица 1 – Расчет глубины спуска технической колонны

Имя пласта	K1	K1	J1-J2
Глубина кровли продуктивного пласта, м ($L_{кр}$)	1852	2340	2800
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м или атм/м ($\Gamma_{пл}$)	0,100	0,1	0,102
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м или атм/м ($\Gamma_{грп}$)	0,16	0,16	0,16
Плотность нефти, кг/м ³ (ρ_n)	913	803	840
Расчетные значения			
Пластовое давление, атм	185,2	234	285,6
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд\ min}$)	300	670	780
Запас	1,09	1,10	1,10
Принимаемая глубина, м	780		

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта с учетом ЗУМПФа. Глубина спуска составляет 2955 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2]:

- направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0 – 50 м и 0 – 850 м соответственно;
- эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на высоту не менее 150 м для нефтяных скважин. Соответственно 700 – 2955 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 2. Конструкция скважины представлена на рисунке Д.1 приложения Д.

Таблица 2 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементировани я, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота на интервале, мм
	расчетная по вертикали	запроектированная по вертикали	расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	50	50	50	50	0-50	0-50	323,9	393,7
Кондуктор	775	775	850	850	0-775	0-850	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2825	2825	2955	2955	775-2825	850-2955	168,3	215,9

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$, которое должно превышать возможное давления, возникающее при ГНВП и открытых фонтанов и определяется по формуле:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (1)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{ГНВП}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{МУ}, \quad (2)$$

где $P_{МУ}$ – максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для газовой скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{МУ} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (3)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot H, \quad (4)$$

где H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м, для первого пласта равная 2880 м, для второго 2930 м;

$\gamma_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху.

Таблица 3 – Расчет давления опрессовки колонны для газовых пластов

Пласт	К1	К2	Ж1-Ж2
Пластовое давление в кровле ПП, МПа	18.52	23,4	28
Глубина залегания кровли ПП, м	1852	2340	2800
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, Мпа	1,94	5	4,93
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	2,134	5,5	5,423
Давление опрессовки колонны, Мпа	2,347	6,05	5,96

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно максимальному давлению опрессовки колонны и диаметров обвязываемых колонн: ОКК1-21-168х245 ХЛ.

Противовыбросовое давление исходя из нескольких основных параметров: условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. Примем схему ОП5-230/80х35 с рабочим давлением 35 Мпа, условным диаметром прохода 250 мм и условным диаметром манифольда 80 мм.

2.3 Проектирование процессов углубления

К основным технологическим процессам углубления скважины относят:

- выбор типа породоразрушающего инструмента,
- режимов бурения типов бурового раствора,
- конструкции бурильной колонны и компоновки её низа,
- гидравлической программы промывки.

Также при проектировании буровой установки необходимо учитывать конструкцию обсадных колонн и горно-геологических условий бурения.

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения является одним из основополагающих этапов проектирования бурения. Способ бурения должен не только подходить для данных геологических условий, но и должен обеспечивать оптимальный технико-экономический показатель. В связи с этим способ бурения выбирается исходя из анализа уже пробуренных скважин.

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей для того, чтобы обеспечить

максимальную механическую скорость. Способы бурения по интервалам предоставлены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по стволу, м		Способ бурения
от	до	
0	50	Роторный
50	850	с применением ВЗД
850	2955	с применением ВЗД

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Типы долот по интервалам бурения приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Типы долот по интервалам бурения по интервалам бурения

Интервал, м		0–50	50–850	850–2955
1		2	3	4
Шифр долота		393,7 НьюТек Сервисез	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	БИТ 215,9 В 516 У
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	МС	МС+С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 152	3 161
	API	7 5/8	6 5/8	-
Длина, м		0,40	0,390	0,385
Масса, кг		163	35	20
Осевая нагрузка, тс	Рекомендуемая	14–28	2–10	2–10
	Максимальная	40	10	10
Частота вращения, об/мин	Рекомендуемая	40–600	80–440	60–400
	Максимальная	600	440	400

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

Основными методами при расчете осевой нагрузки на долото являются:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;
2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото (допустимая нагрузка не должна превышать 80% от предельно-.

Результаты расчетов осевой нагрузки на долото приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-50	50-850	850-2955
Исходные данные			
Диаметр долота, см (D_d)	39,37	29,53	21,59
Предельная осевая нагрузка, т ($G_{пред}$)	40	10	10
Результаты проектирования			
Допустимая осевая нагрузка, т ($G_{доп}$)	32	8	8
Проектная осевая нагрузка, т ($G_{проект}$)	3	6	7

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Результаты расчета частоты вращения долот представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м		0-50	50-850	850-2955
Исходные данные				
Линейная скорость, м/с (V_L)		3,4	2	2
Диаметр долота, (D_L)	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
Частота вращения, об/мин (n_1)		165	129	177
Статическая частота вращения, об/мин ($n_{\text{стат}}$)		40-60	100-180	140-200
Проектная частота вращения, об/мин ($n_{\text{проект}}$)		60	130	180

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Расчет необходимого расхода бурового раствора производится из условия обеспечения следующих параметров: эффективной очистки забоя от шлама, устойчивости стенок скважины, устойчивой работы забойного двигателя, эффективного вынос шлама на поверхность, предотвращение гидроразрыва и размыва стенок скважины. В результате расчетов были выявлены области приемлемого расхода бурового раствора и определены значения для обеспечения работы забойного двигателя и производительности насосов. Результаты расчета расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал, м	0-50	50-850	850-2955
1	2	3	4
Исходные данные			
Диаметр долота, м (D_L)	0,3937	0,2953	0,2159
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя, л/с (K)	0,65	0,6	0,55
Коэффициент кавернозности, (K_K)	1,3	1,25	1,2
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,14	0,135
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	40	35	30
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127
Диаметр насадок для долота, м ($d_{нах}$)	0,0206	0,0175	0,0119

1	2	3	4
Количество насадок долота n	3	5	5
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{\text{кпмин}}$)	0,5	0,5	1,0
Разность плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}$)	0,02	0,02	0,02
Проектная плотность бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{\text{р}}$)	1,18	1,16	1,12
Среднее значение плотности пород, г/см ³ ($\rho_{\text{п}}$)	2,0	2,2	2,35
Результаты проектирования			
Расход для эффективной очистки забоя, л/с (Q_1)	79	41	21
Расход, обеспечивающий вынос шлама, л/с (Q_2)	72	42	23
Расход, предотвращающий прихват, л/с (Q_3)	55	28	26
Расход скорости истечения раствора из насадок, л/с (Q_4)	36	52	35
Области допустимого расхода бурового раствора			
Расчетный расход, л/с (ΔQ)	36-79	28-52	21-35
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Проектный расход, л/с ($Q_{\text{проект}}$)	70	52	35

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

В таблице 9 представлен результат расчета параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 9 – Результаты расчета параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-50	50-850	850-2955
Исходные данные				
Диаметр долота, ($D_{\text{д}}$)	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Осевая нагрузка, кН ($G_{\text{ос}}$)		29	59	69
Расчетный коэффициент, $N^*_{\text{м}}/\text{кН}$ (Q)		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{\text{зд}}$)		-	236	173
Момент необходимый для разрушения горной породы, $N^*_{\text{м}}$ ($M_{\text{р}}$)		-	2322	1990
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, $N^*_{\text{м}}$ ($M_{\text{о}}$)		-	148	108
Удельный момент долота, $N^*_{\text{м}}/\text{кН}$ ($M_{\text{уд}}$)		-	37	27

Для интервала бурения 50–775 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240РС который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под

эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики выбранных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики выбранных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240РС	50-850	240	10,1	2547	30-75	40-160	16,9	70-282
ДРУ2-178РС	850 - 2955	178	5,0	1669	19-40	80-200	25,3	221-565

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и колонны бурильных труб (КБТ). В общем случае КНБК включает в себя долото, забойный двигатель, калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, маховики, отклонители и утяжеленные бурильные трубы (УБТ). КБТ состоит из секций бурильных труб (БТ), одинаковых по типу, наружному диаметру, толщине стенки, группе прочности (марке) материала, типоразмеру замковых соединений. Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблицах Д.1 приложения Д.

После расчетов и выбора КНБК, был произведен расчет каждой бурильной колонны, для спуска колонны на клиньях.

В таблице Д.2 приложения Д представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект») приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарас т.	на вынос-ли-вость	на растя-жение	на стати-ческую проч-ность
Направление													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
0-50	Долото	393,7	—	—	—	—	0,65	—	0,250	0,250	—	—	—
Бурение	Переводник	225,0	100,0	—	—	—	0,52	—	0,093	0,343	—	—	—
КНБ К №1	Калибратор	390,0	225,0	—	—	—	1,6	—	0,515	0,858	—	—	—
	Переводник	225,0	73,0	—	—	—	0,54	—	0,061	0,919	—	—	—
	УБТ	203,0	100,0	—	Д	—	18	0,214	3,852	4,771	—	—	—
	Переводник	225,0	76,0	—		—	0,53	—	0,090	4,861	—	—	—
	Клапан обратный переливной	240,0	80,0	—	—	—	0,37	—	0,043	4,904	—	—	—
	Переводник	225,0	76,0	—	—	—	0,52	—	0,087	4,991	—	—	—
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	27,27	0,0312	0,851	5,842	2,49	>10	9,78
Кондуктор													
50-850	Долото	295,3		—	—	—	0,39	—	0,035	0,035	—	—	—
Бурение	Переводник	225,0	80,0	—	—	—	0,52	—	0,093	0,128	—	—	—
КНБ К №2	Калибратор	295,3	185,0	—	—	—	0,9	—	0,114	0,242	—	—	—
	Переводник	225,0	80,0	—	—	—	0,52	—	0,060	0,302	—	—	—
	Двигатель	240,0		—	—	—	10,1	—	2,547	2,849	—	—	—
	Клапан обратный переливной	240,0	55,0	—	—	—	0,48	—	0,105	2,954	—	—	—

Продолжение таблицы 11

	Клапан обратный переливной	240,0	55,0	–	–	–	0,37	–	0,043	2,997	–	–	–
	Переводник	225,0	101,0	–	–	–	0,52	–	0,087	3,084	–	–	–
	Калибратор	295,3	185,0	–	–	–	0,9	–	0,114	3,198	–	–	–
	Переводник	225,0	101,0	–	–	–	0,52	–	0,001	3,199	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	Д	–	12	0,214 0	2,568	5,767	–	–	–
	Переводник	225,0	100,0	–	–	–	0,52	–	0,060	5,827	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	Д	–	24	0,156 0	3,744	9,571	–	–	–
	Переводник	225,0	100,0	–	–	–	0,53	–	0,063	9,634	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	д	ЗП-162-92	751,73	0,031 2	23,47	33,10	–	6,86	2,52
Эксплуатационная													
850-2955	Долото	215,9	–	–	–	–	0,39	–	–	–	–	–	–
Бурение	Переводник	172,0	80,0	–	–	–	0,47	–	0,037	0,037	–	–	–
КНБ К №3	Калибратор	215,0	70,0	–	–	–	0,4	–	0,058	0,095	–	–	–
	Переводник	172,0	80,0	–	–	–	0,46	–	0,030	0,125	–	–	–
	Двигатель	178,0	–	–	–	–	5	–	1,669	1,794	–	–	–
	Клапан обратный переливной	172,0	66,0	–	–	–	0,84	–	0,103	1,897	–	–	–
	Клапан обратный переливной	172,0	55,0	–	–	–	0,93	–	0,098	1,995	–	–	–
	Переводник	172,0	78,0	–	–	–	0,51	–	0,031	2,026	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	–	–	42	0,156 0	6,552	8,578	–	–	–
	Переводник	171,4	80,0	–	–	–	0,53	–	0,063	8,641	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	ЗП-162-92	2903	0,031 2	90,65	99,29	–	2,57	1,70

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства запроектированной скважины были выбраны следующие типы буровых растворов:

- под направление – бентонитовый раствор;
- под кондуктор – полимер-глинистый раствор;
- под эксплуатационную колонну – полимер-глинистый раствор;

В таблице 12, 13 представлены технологические показатели бентонитового и полимер глинистого раствора.

Таблица 12 – Технологические показатели бентонитового раствора.

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,19
Условная вязкость, с	30-40
Содержание песка, %	< 2

Таблица 13 – Технологические показатели полимер-глинистого раствора.

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,16
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

В таблице 14, 15, 16 предоставлено потребное количество химических реагентов.

Таблица 14 – Потребное количество химических реагентов под направление

Наименование материала	Концентрация, кг/м ³	Назначение	Упаковка	Потребное количество реагентов под направление	
			кг	кг	уп
Каустическая сода	0,7	Регулирование щелочности среды	25	83	3
Глинопорошок	50	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	1000	5906	6
Барит	4480		25	787	31
Полиакриламид	0,5	Понизитель фильтрации. Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0	0
ПАВ	1	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25	0	0
Полиакрилат	0,15	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	0	0
ПАЦ НВ	0,55	Регулятор фильтрации	25	0	0
Смазывающая добавка	3	Снижение коэффициента трения в скважине	1000	0	0
Ингибитор	1	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	0	0

Таблица 15 – Потребное количество химических реагентов под кондуктор

Наименование материала	Концентрация, кг/м ³	Назначение	Упаковка	Потребное количество реагентов под кондуктор	
			кг	кг	уп
Каустическая сода	0,7	Регулирование щелочности среды	25	94	4
Глинопорошок	50	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	1000	6729	7
Барит	4480		25	593	24
Полиакриламид	0,5	Понизитель фильтрации. Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	67	3
ПАВ	1	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25	135	5
Полиакрилат	0,15	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	20	1
ПАЦ НВ	0,55	Регулятор фильтрации	25	74	3
Смазывающая добавка	3	Снижение коэффициента трения в скважине	1000	404	16
Ингибитор	1	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	135	5

Таблица 16 – Потребное количество химических реагентов под эксплуатационную колонну

Наименование материала	Концентрация, кг/м ³	Назначение	Упаковка	Потребное количество реагентов под эксплуатационную колонну	
			кг	кг	уп
Каустическая сода	0,7	Регулирование щелочности среды	25	278	11
Глинопорошок	50	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	1000	19848	20
Барит	4480		25	214	9
Полиакриламид	0,5	Понизитель фильтрации. Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	198	8
ПАВ	1	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25	397	16
Полиакрилат	0,15	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	60	2
ПАЦ НВ	0,55	Регулятор фильтрации	25	218	9
Смазывающая добавка	3	Снижение коэффициента трения в скважине	1000	1191	2
Ингибитор	1	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	397	16

В таблице Е.1 приложения Е указаны результаты расчета необходимого объема бурового раствора.

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах 17-19 соответственно.

Таблица 17 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход , л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность , срабаты-ваемая на долоте, л.с/дм ²
от (верх)	до (низ)					Количество	диаметр		
Под направление									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	50	Бурение	0,22	0,043	Переферийная	5	9,5	70,5	3,2
Под кондуктор									
50	850	Бурение	0,74	0,079	Переферийная	6	7	90,4	3,6

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Под эксплуатационную колонну									
850	2955	Бурение	1,09	0.104	Перефрейная	6	8	80,8	3,80

Таблица 18 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	50	Бурение	УНБ-600	2	90	150	165	0,85	65	30	60
50	850	Бурение	УНБ-600	2	90	160	165	0,85	65	27,5	55
850	2955	Бурение	УНБ-600	2	90	170	145	0,85	65	20	40

Таблица 19 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	50	Бурение	27	13,8	0	3,1	0,1	10
50	850	Бурение	132,9	25,4	58,6	40,5	1,8	6,7
850	2955	Бурение	129,1	25,5	46,5	42,9	12,3	2,0

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна не предусмотрен техническим заданием.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

В качестве продавочной жидкости применяется техническая вода ($\rho_{prod} = 1000 \text{ кг/м}^3$).

Согласно рекомендации к выбору буферной жидкости представленной в РД 39-00147001-767-2000 при данных геологических условиях и возможных осложнений необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости. Так как данный тип буферной жидкости обычно обладает повышенной вязкостью относительно других, то будем использовать плотность 1040 кг/м^3 . [3].

Облегченный тампонажный раствор: плотность примем равной из диапазона рекомендуемых значений 1400 кг/м^3 .

Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность примем равной из диапазона рекомендуемых значений 1820 кг/м^3 .

2.4.2 Расчет наружных избыточных давлений

Результаты расчета наружных избыточных давлений были проведены в программе «Excel» (было учтено условие выхода буферной жидкости на поверхность). Схемы расположения жидкостей в скважине в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины изображены на рисунке 3.

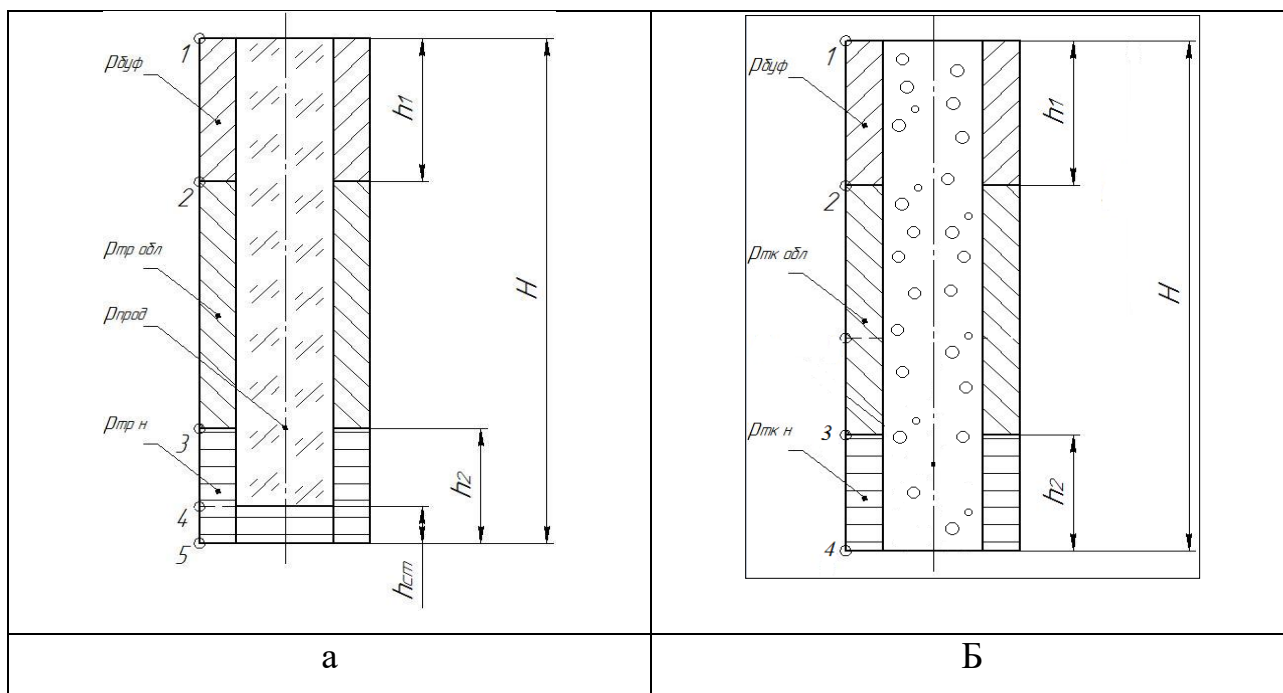


Рисунок 3 – а – в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении; б – в конце эксплуатации газовой скважины

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 4.

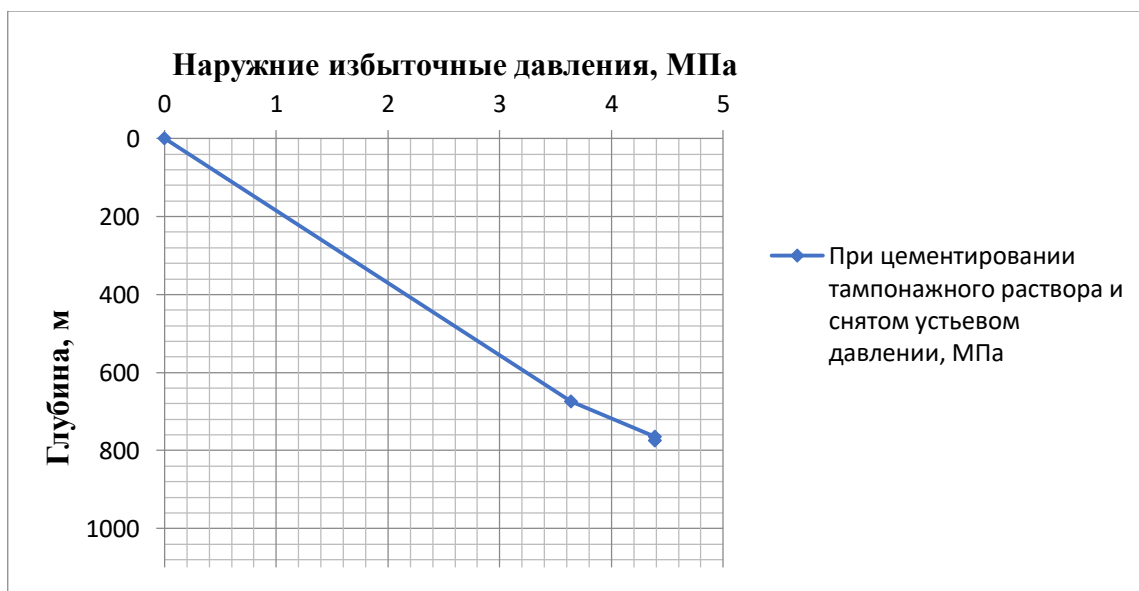


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного

раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 6.

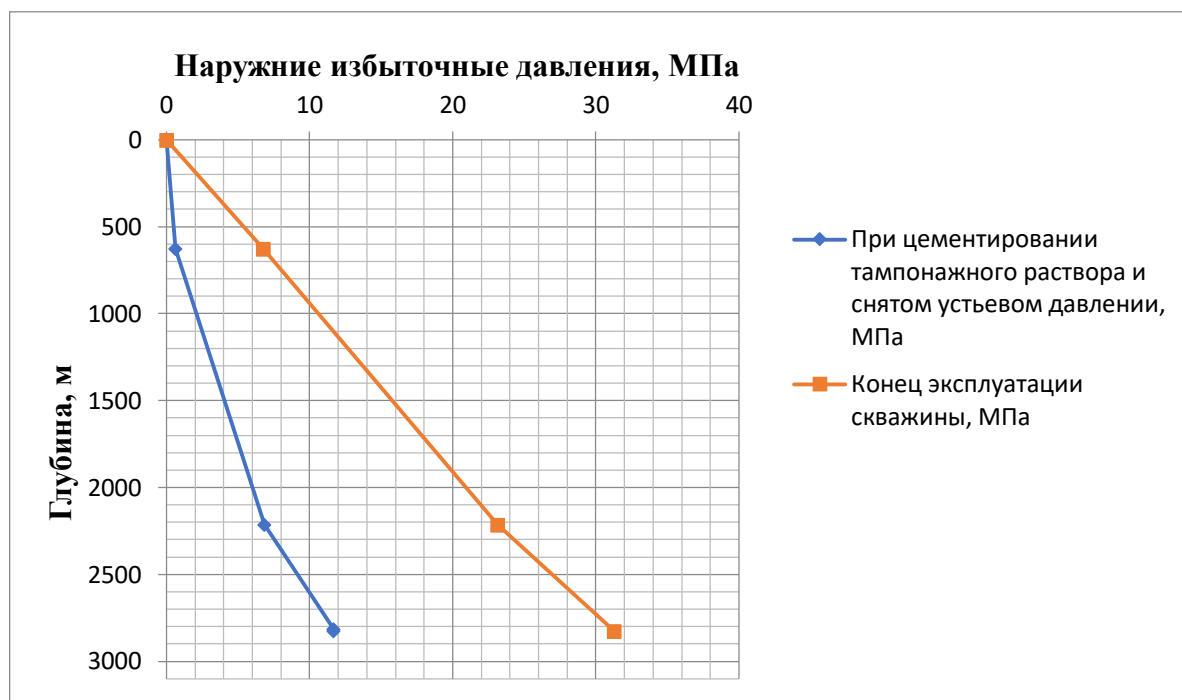


Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

2.4.3 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – это разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

Следовательно, на рисунке 8 представлены схемы расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, а также при опрессовке обсадной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

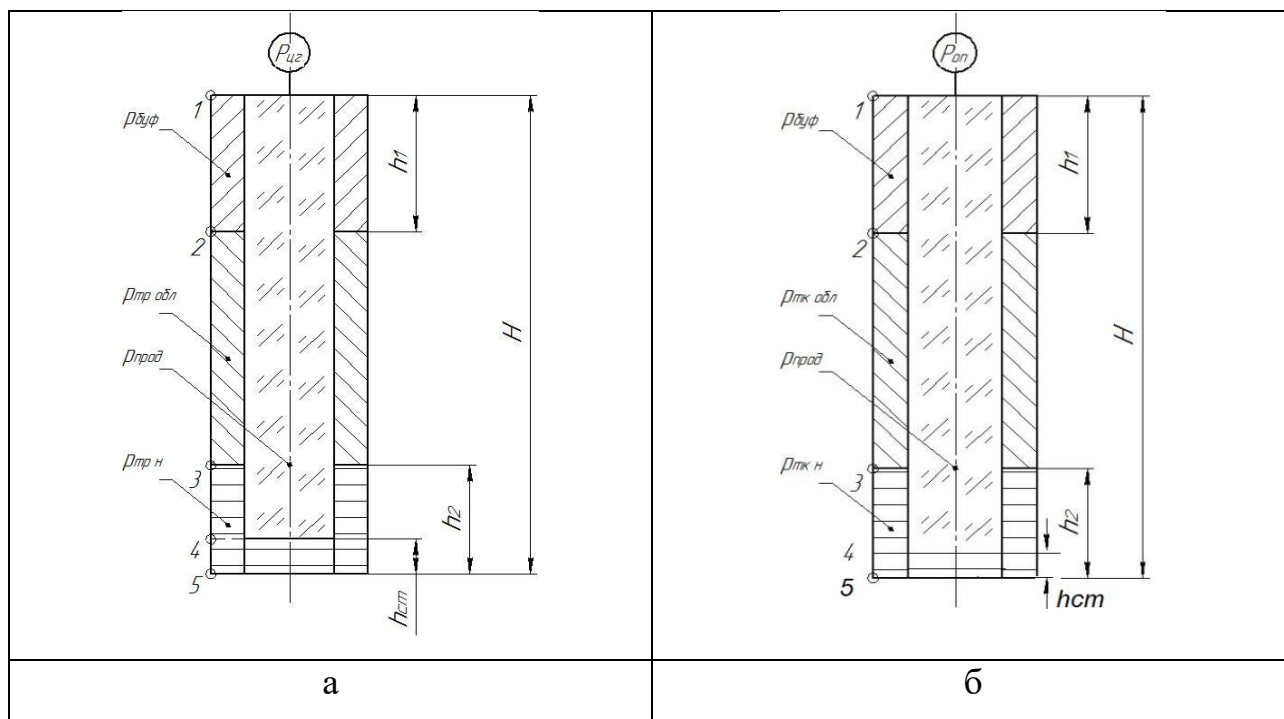


Рисунок 8 - Схема расположения жидкостей в скважине:

а) в конце продавки тампонажного раствора; б) при опрессовке обсадной колонны

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 9.

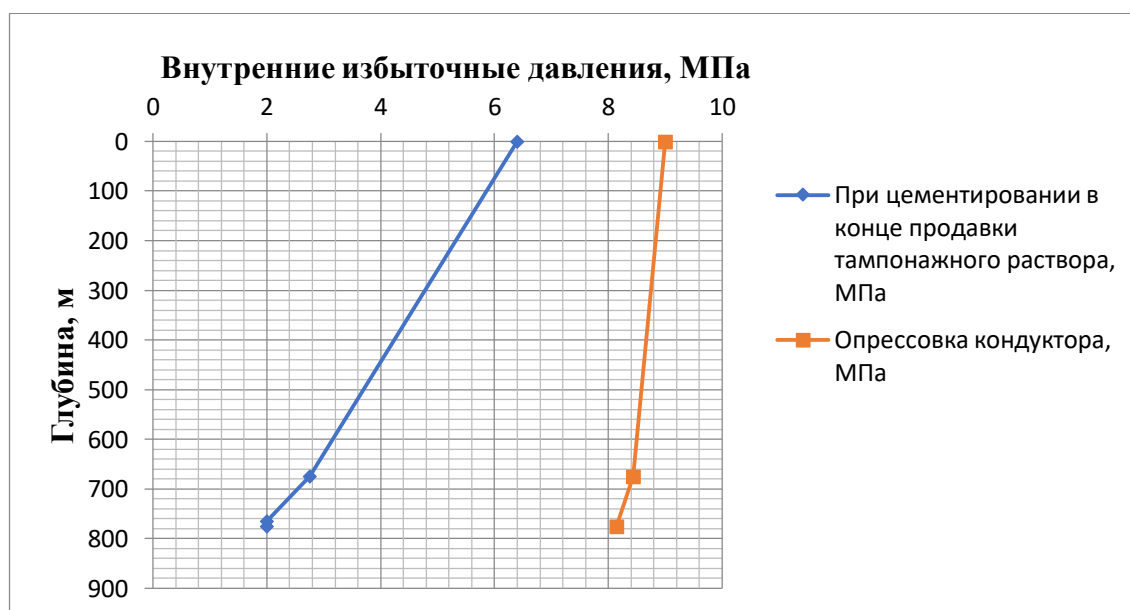


Рисунок 9 – Эпюры внутренних избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 11.

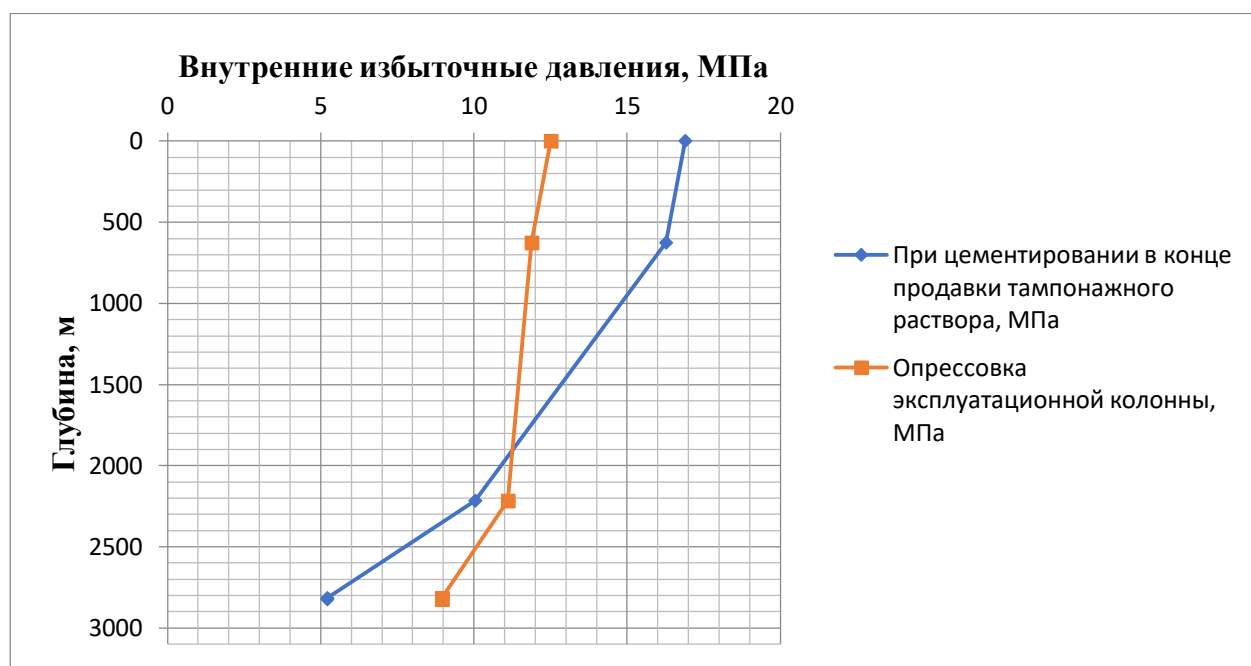


Рисунок 11 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

2.4.4 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Характеристика секций обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
	Направление							
1	ОТТМ	Д	8,5	50	67,2	3360	3360	0-50
	Кондуктор							
1	ОТТМ	Д	7,9	850	47,2	40120	40120	50-850
	Эксплуатационная колонна							
1	ОТТМ	Д	12,1	50	46,5	2325	122301	2905-2955
2	ОТТМ	Д	10,6	2905	41,3	119976		0-2905

2.4.5 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и улучшения процесса цементирования колонн принимается технологическая оснастка, представленная далее в таблице 21.

Таблица 21 – Интервалы установки и количество применяемых элементов технологической оснастки обсадных колонн.

Название колонны, условный диаметр	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление 426	БКМ-351	60	60	1	1
	ЦКОДМ-324	50	50	1	1
	ПРП-Ц-324	50	50	1	1
Кондуктор 323,9	БКМ-245	850	850	1	1
	ЦКОДМ-219	840	840	1	1
	ЦТГМ-245/295	850	850	1	28
		845	845	1	
		40	845	26	
	ПЦ-2-245/295	0	50	2	2
	ПРП-Ц-245	850	850	1	1
Эксплуатационная колонна 168,3		2955	2955	1	1
	БКМ-168				
	ЦКОД-168	2945	2945	1	1
	ПЦ-168/216	2930	2950	2	19
		0	850	17	
	ЦТГМ 168/212	850	950	5	67
		950	2930	60	
		2310	2330	2	
	ПРП-Ц-Н-168	840	840	1	1
	ПРП-Ц-В-168	2945	2945	1	1
	МСЦ-168	2320	2320	1	1

2.4.6 Расчёт процессов цементирования скважины

2.4.6.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Для начал производится проверка условия недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 5:

$$P_{гс\text{ кп}} + P_{гд\text{ кп}} \leq 0,95 * P_{гр}; \quad (5)$$

где $P_{гс\text{ кп}}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\text{ кп}}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва.

Выполнив вычисления, получаем, что 43,245 МПа < 42,035 МПа – условие недопущения гидроразрыва не выполняется, следовательно, проектируется двухступенчатое цементирование.

2.4.6.2 Расчёт объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ – П –150 с водоцементным отношением $m_n = 0,42$.

Для приготовления облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ– П–Об (4-6) –50 с водоцементным отношением $m_{обл} = 1,2$.

Результаты расчета объемов тампонажных растворов количества компонентов, формирующих их, приведены в таблице 18.

2.4.6.3 Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей

Согласно РД 39-00147001-767-2000 [37] для данной скважины в качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водный раствор с

добавлением буферного порошка модифицированного МБП-СМ (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) плотностью 1100 кг/м³. В качестве продавочной жидкости будем использовать техническую воду плотностью 1000 кг/м³. В таблице 22 представлена информация об объемах продавочной и буферной жидкостей.

Таблица 22 – Количество составных компонентов тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
1	2		3	4	5	6
Буферная жидкость	10,56	2,11	1030	1,57	МБП-МВ	31,65
		8,45	1030	6,29	МБП-МВ	126,75
Продавочная жидкость	51,081		1000	51,081	Вода	-
Облегченный тампонажный раствор	31,03		1400	25,13	ПЦТ-П-Об(4-6)-50	31,03
					НТФ	12,43
Нормальной плотности тампонажный раствор	15,27		1820	6,93	ПЦТ - III - 100	15,27
					НТФ	6,26

2.4.6.4 Гидравлический расчёт цементирование скважины

В соответствии с выбором цементирующей техники и проведенными расчетами ее количества разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования. Схема обвязки представлена на рисунке 7.

Затем рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси по формуле (6):

$$m = G_{\text{сум}}/G_6 . \quad (6)$$

Для тампонажного раствора нормальной плотности:

$$m = \frac{11,99}{10} = 1,174. \quad (7)$$

Для облегченного тампонажного раствора:

$$m = \frac{13,7}{10} = 3,103. \quad (8)$$

Исходя из сводных данных обобщенная схема обвязки цементирующей техники принимает вид, представленный на рисунке 13.

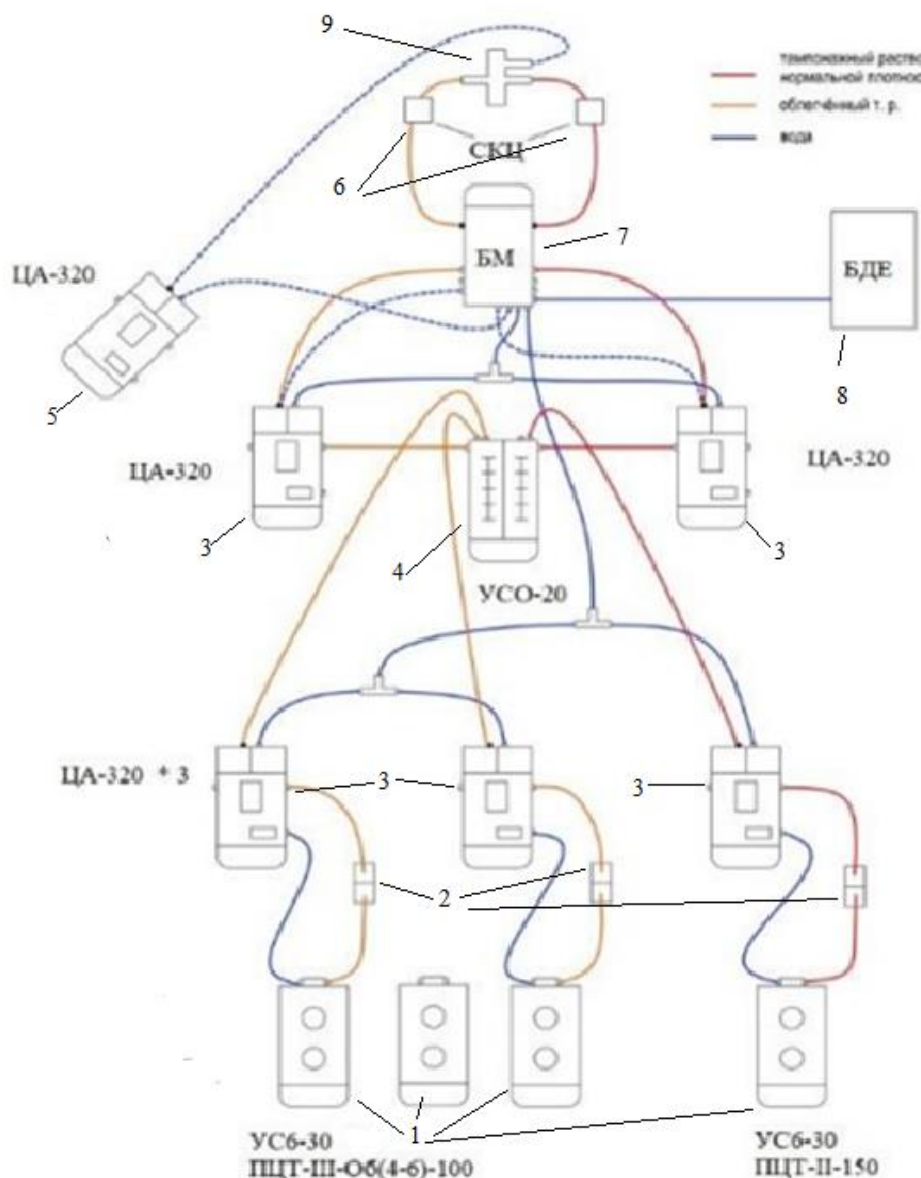


Рисунок 13 – Схема обвязки цементирующей техники с применением гидроворонки и цементирующих агрегатов

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – блок затворения;
 3 – цементирующий агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная ёмкость УСО-20;
 5 – цементирующий агрегат ЦА-320 (резервный); 6 – станция КСКЦ 01;
 7 – блок манифольда СИН-43; 8 – блок дополнительной ёмкости; 9 – устье скважины.

2.4.7 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

2.4.7.1 Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 9.

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1 + k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = 1050 \text{ кг/м}^3 \quad (9)$$

Согласно пункту 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 7.

$$V_{\text{ж.г.}} = 2 \cdot (V_{\text{внЭК}} + V_{\text{внХВ}}), \quad (10)$$

где $V_{\text{внЭК}}$ – внутренний объем ЭК, м³,

$V_{\text{внХВ}}$ – внутренний объем хвостовика, м³,

$$V_{\text{ж.г.}} = 2 \cdot (V_{\text{внЭК}} + V_{\text{внХВ}}) = 2 \cdot 50,16 = 100,32 \text{ м}^3.$$

2.4.7.2 Выбор типа фонтанной арматуры

Для данной нефтяной скважины, выбираем 1 схему (7-35 Мпа), с условным проходом 80 мм и боковым отводом 65 мм, на рабочее давление 21 Мпа: АФ1 – 80/65х21.

2.4.7.3 Выбор типа перфорации

В техническом задании указан способ перфорации – кумулятивный. При протяженности интервала перфорации менее 18 метров применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле. В таблице 23 предоставлен выбор типа перфорации скважины.

Таблица 23 – Выбор типа перфорации скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
20	Кабель	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля

2.4.7.4 Выбор способа вызова притока

При проектировании был выбран вызов притока методом свабирования (поршневания). Схема вызова притока свабированием представлена на рисунке 14.

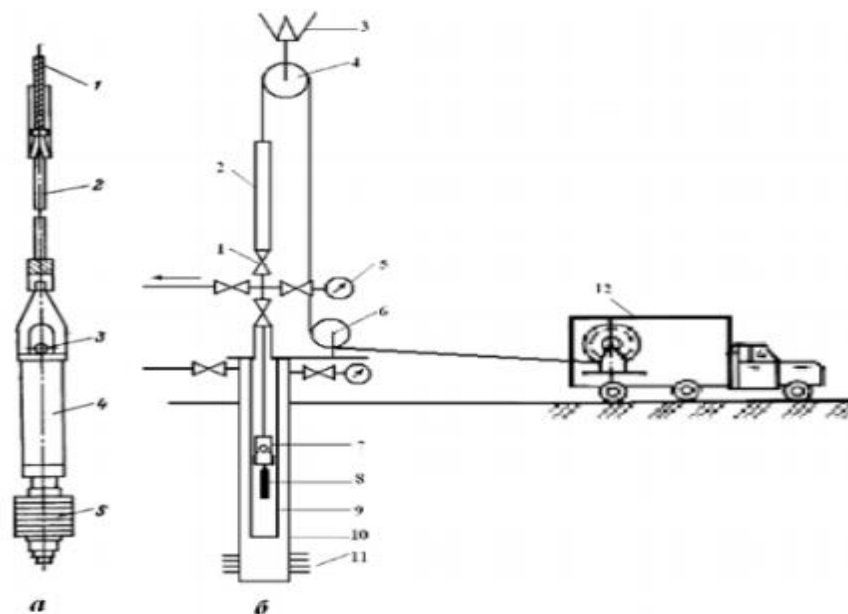


Рисунок 14 – Схема вызова притока свабированием

а – сваб: 1 – канат; 2 – подвеска; 3 – шаровой клапан; 4 – патрубок; 5 – поршень. б – схема обвязки: 1 – устьевая арматура; 2 – лубрикатор; 3 – крюкоблок; 4-6 – каротажные ролики.

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных колонн, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000 ЭУК-1М. Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 23.

Таблица 24 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Наименование буровой установки			
БУ 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	91,3	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 91,3$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	67,2	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 67,2$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	118,8	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200 / 118,8 = 1,68 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Анализ борьбы с негерметичностью обсадных колонн с помощью пластырей

3.1 Метод установки стальных пластырей

Используется пластырь ст.10 в виде тонкостенной трубы, с толщиной стенки 3 мм. Данный пластырь дает возможность обеспечить герметичность эксплуатационной обсадной колонны при избыточном внутреннем давлении до 20 МПа и депрессии до 7-8 МПа.

Длина пластырей варьируется от 9м до 15. Стандартный размер составляет 9м, при необходимости может быть удлинен до 15 путем сварки на производственной базе, либо над устьем скважины.

3.2 Классификации способов

Существует два метода установки пластыря для борьбы с негерметичностью НКТ.

1. Установка пластыря методом набухания материала.
2. Установка пластыря, обладающего эффектом «памяти формы».

3.2.1 Установка пластыря методом набухания материала

При использовании данного метода используется специальный материал (раствор или порошок), который при увеличении объема, выделяет тепловую энергию и обеспечивает герметизацию ремонтируемого участка спущенным на эту глубину гофрированным тонкостенным стальным пластырем. Специальный материал обеспечивает постепенное (в пределах 3-24 ч) увеличение объема в 2 раза и при этом равномерно распределяет давление (30-50 МПа) по полости пластыря. Опытный завод «ВНИИСТРОМ-НВ» им. П.П. Будникова выпускает порошок НРС-1 (невзрывчатое разрушающее средство), обладающий указанными свойствами.

Для получения нужного раствора применяется вода в соотношении с порошком 3:10. При этом порошок не выделяет токсинов, способствующий оказать вредное воздействие организму человека. При использовании специальных добавок, возможно замедление процесса твердения в момент нахождения в капсуле и при вымывании из скважины. НРС-1 находится в специальной капсуле, в которую подается необходимое количество воды и начинается процесс увеличения объема. Данный метод исключает использование в системе силовых цилиндров, трудоемких в изготовлении, материалоемких и громоздких.

Установка и принцип работы пластыря методом набухания предоставлены на рисунке 15.

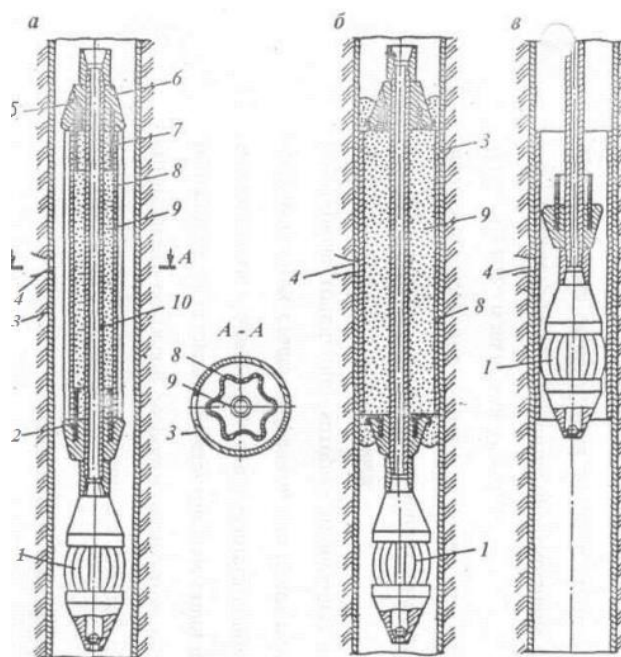


Рисунок 15 – Устройство и принцип работы пластыря методом набухания

а – ориентация пластыря на дефект при спуске его в скважину;
б – расширение пластыря при использовании НПС-1; в – калибровка пластыря дорнирующей головкой; 1 – дорнирующая головка; 2 – уплотнительный элемент; 3 – обсадная колонна; 4 – дефект; 5 – канал; 6 – конус; 7 – уплотнительный элемент; 8 – пластырь; 9 – порошок НПС-1; 10 – штанга.

3.2.2 Установка пластыря, обладающего эффектом «памяти формы»

В настоящее время эффект «памяти формы» обнаружен у широкого круга сплавов, принадлежащих к различным системам, в частности, у сплавов системы: Ti - Ni, Fe - Ni, Си - Al, Co - Ni, Ti - Ni - Co, Fe - Ni - Ti, Co - Al - Ni, Cu - Zn - Al. Материал в виде ленты, листа, проволоки и т.п., обладающий эффектом «памяти формы», пластически деформируют при температуре T_d выше температуры прямого мартенситного превращения M_n с целью придания ему определенной заданной формы и размеров, затем охлаждают до температур, обеспечивающих протекание (полное или частичное) мартенситного превращения, и деформируют в этой температурной области до получения промежуточной, технологически требуемой формы. При нагреве

выше температуры обратного мартенситного превращения A_k образец вновь восстанавливает заданную форму, которая была ему придана при температуре $T_d > M_n$.

Устройство и принцип работы пластыря с эффектом "Памяти формы" представлены на рисунке 16.

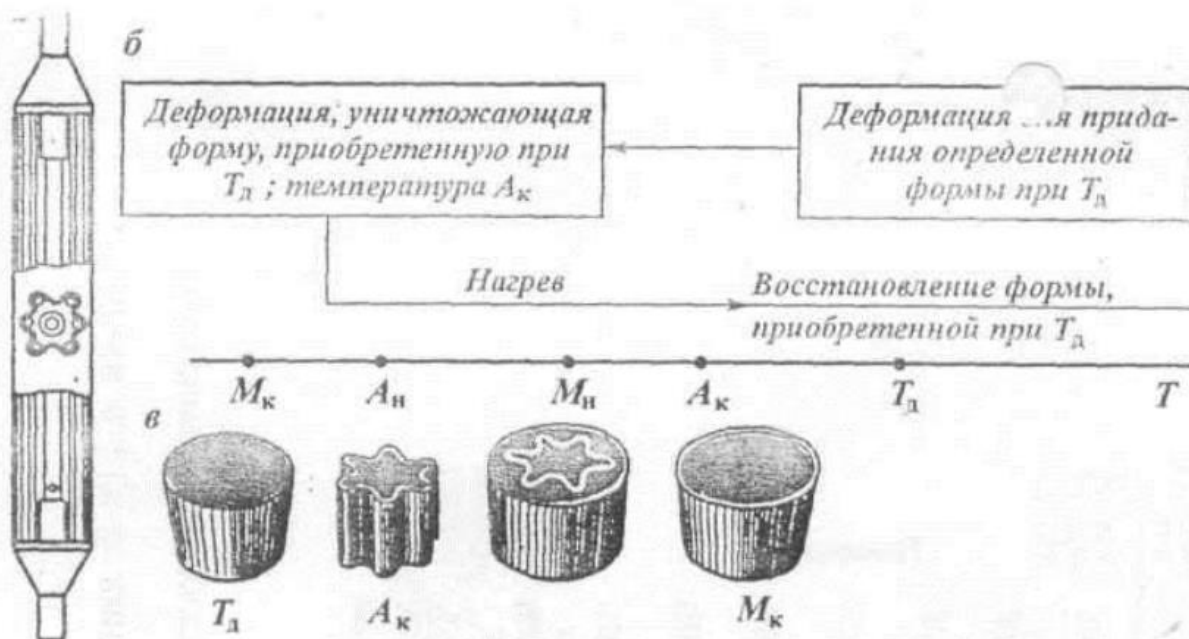


Рисунок 16 – Устройство и принцип работы пластыря с эффектом "Памяти формы"

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин.

На сегодняшний день в компании семь подразделений в регионах Российской Федерации, порядка 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров, 3100 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год.

Ключевыми партнерами Сибирской Сервисной Компании являются: ОАО Нефтяная компания «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Газпромнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НОВАТЭК», МГК «ИТЕРА», ОАО Нефтегазовая компания «Русснефть», ОАО АНК «Башнефть», Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н. В.», Иркутская Нефтяная Компания, ОАО «Новосибирскнефтегаз».

Одна из главных задач Сибирской Сервисной Компании – максимально быстро реагировать на все изменения рынка. Мы внедряем современные методы управления бизнесом, стремимся к повышению его конкурентоспособности и укреплению деловой репутации, создавая новые продукты и идеи, развивая дополнительные сервисы, которые нужны нашим клиентам. основополагающими принципами в работе на протяжении многих

лет были и остаются социальная ответственность и забота об окружающей среде.

4.1.2 Организационная структура предприятия

Сформированная девятнадцать лет назад, Сибирская Сервисная Компания стала преемницей многолетнего опыта и традиций предыдущих поколений буровиков, работавших в Поволжье и Западной Сибири.

АО «Сибирская Сервисная Компания» имеет восемь производственных филиалов: «Нефтяганский», «Отраденский», «Красноярский», «Томский», «ССК-Технологии», «Управление цементированием скважин», «Ямальский филиал», «Ремонт скважин»:

1. Нефтяганский филиал наиболее крупные проекты – на Приобском и Салымском месторождениях. Здесь сегодня работают современные буровые установки, оснащенные верхними силовыми приводами. Бурение скважин проходит в рекордные сроки, в среднем от 9 до 11 суток.;

2. Отраденский филиал ведет работы по строительству поисковых, разведочных, эксплуатационных нефтяных и газовых скважин на территориях Самарской, Оренбургской, Ульяновской, Саратовской и других областях;

3. Красноярский филиал АО «Сибирская Сервисная Компания» ведет работы по бурению разведочных, эксплуатационных скважин разной степени сложности на месторождениях Красноярского края, Иркутской области, Якутии;

4. Томский филиал. Профиль предприятия в его нынешнем виде – бурение поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. На счету буровых бригад несколько параметрических скважин-“пятитысячников». География деятельности сегодня – это работа в Томской и Новосибирской областях, в ЯНАО и Республике Коми;

5. К сегодняшнему дню в Нефтеюганске филиал имеет лабораторию, которая отвечает за подбор и разработку рецептур буровых и цементных растворов. В Поволжье, Западной и Восточной Сибири, в Тимано-Печоре и

ЯНАО обеспечивается сопровождение буровых растворов как для подразделений ССК, так и для сторонних заказчиков;

6. Филиал «Управление цементирование скважин». Каждое региональное подразделение УЦС (в Нефтеюганске, Стрежевом, Отрадном) представляет собой мощный производственный блок. Виды деятельности: подбор рецептур тампонажных растворов, цементирование обсадных колонн, ремонтно-изоляционные работы на скважинах и предоставление услуг спецтехники, как для бурения, так и для ремонта скважин. УЦС выполняет работы как в интересах филиалов ССК, так и для сторонних заказчиков;

7. Ямальский филиал. География работы филиалов ССК всегда связана с объективным увеличением потребности в строительстве скважин. Своевременный выход на работы в ЯНАО позволил прирастить портфель заказов, увеличить количество работающих буровых бригад, вспомогательного персонала;

8. Филиал «Ремонт скважин» создан на базе мощностей по ремонту скважин, входящих в филиалы АО «ССК». Как самостоятельное подразделение начал функционировать 1 января 2017 года в продолжение реализации политики Компании по специализации собственных бизнес-направлений и усилению акцента на уникальности каждого вида услуг, специфичности в организации и проведении соответствующих работ, в том числе, географически.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Производственные работы по сооружению скважин состоят из нескольких этапов, нормативная продолжительность определяется, как сумма нормативной продолжительности всех этапов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы
- бурение и крепление скважины

При расчете принимаются во внимание:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекту
- нормы проходки 1 метра, нормы проходки на долото
- нормирование спускоподъемных операций, вспомогательных работ, связанных с креплением и цементированием скважины

Нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным интервалам определяется по формуле:

$$T_6 = T_{6н} \cdot h, \text{ час} \quad (11)$$

где $T_{6н}$ – норма времени на бурение одного метра, час

h – величина нормативного интервала, метр

При расчете нормативного времени на СПО, учитывается количество поднимаемых и опускаемых свечей, количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2 \cdot L}, \quad (12)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (13)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (14)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (15)$$

где $N_{СП}$, $N_{ПОД}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{СП}$, $T_{ПОД}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{СВ}$ – нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, час

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [13], [14].

После определения продолжительности цикла строительства скважины, определяются:

Механическая скорость бурения (м/час):

$$V_M = \frac{H}{t_m} \quad (16)$$

где H – глубина скважины, м;

t_m – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения (м/час):

$$V_p = \frac{A}{t_m + t_{СПО}} \quad (17)$$

где $t_{СПО}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость (м/ст.мес):

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k} \quad (18)$$

где T_k – календарное время бурения, час

Средняя проходка на долото по скважине(м):

$$h_{cp} = \frac{H}{n} \quad (19)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

Все расчеты сведены в нормативной карте в таблице Ж.1 приложения Ж.

4.2.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта состоит из 15 рабочих дней. Режим работы предполагает 12 часов смены, затем 12 часов отдыха. После вахты наступают выходные длительностью 15 дней. Доставка на месторождение осуществляется в основном автотранспортом за счет предприятия, если месторождение находится в труднодоступной местности и отсутствует дорожное сообщение доставка осуществляется вертолётами.

Вышкомонтажные работы занимают 1360 часов (57 дней), буровые работы 560 часов (23 дня).

В таблице 25 предоставлен линейный календарный график проведения работ.

Таблица 25 – Линейный календарный график проведения работ

Бригады	Сутки	Месяцы				
		1	2	3		
Вышкомонтажная	57					
Бурения	20					
Испытания	10					

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

Стоимость строительства скважины определяет сумму всех затрат, которые необходимо произвести, для выполнения полного объема работ по строительству скважины, а также все затраты по каждому отделению входящему в состав бурового предприятия. Для этого определяют:

- сметную цену всего объема буровых работ
- накладные расходы всех производств, в том числе административно-хозяйственные
- свод затрат по строительству скважины

Основой определения стоимости работ являются сметы к техническим проектам.

Сметная стоимость является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающим предприятиями и

Для расчета основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), для эксплуатационных скважин, определяемых с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [15], расчет состоит из четырех частей:

- 1 часть – Подготовительные работы;
- 2 часть – Вышкомонтажные работы;

3 часть – Бурение и крепление скважины;

4 часть – Испытание скважины

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости от времени и объема работ.

Затраты, зависящие от времени:

- оплата труда буровой бригады
- содержание бурового оборудования и амортизация

Затраты, зависящие от объема работ (на 1 м проходки):

- расход долот;
- износ бурильных труб,
- расходуемые в процессе эксплуатации материалы, химические реагенты.

Все расчеты проводятся в ценах 1984 года согласно СНиП IV-5-82, для перевода используется индекс изменения сметной стоимости. Для Томской области на декабрь 2019 года индекс составляет 218.

Сводный расчет в ценах на бурение и крепление скважин 1984 года приведен в Ж.2 приложения Ж.

Сводный сметный расчет представлен в таблице Ж.4 приложения Ж.

5 Социальная ответственность

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

В связи с удаленным географическим расположением месторождений от близлежащих населенных пунктов, для персонала установлен режим работы вахтовым методом согласно ТК РФ гл.47 ст. 297 [16].

Рабочая зона вокруг скважины попадает в списки опасных производственных объектов (далее ОПО) и согласно приказу Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302, персонал подверженный опасному и вредному воздействию должен проходить обязательное медицинское обследование не реже 1 раза в год [17].

Согласно Статьи 9 Федерального закона от 21.07.1997 №116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) организация, эксплуатирующая ОПО, обязана обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями [18]. А также по Статье 298 Трудового кодекса РФ, при выполнении работы на ОПО, персонал обязан получить соответствующую квалификацию и допуск к самостоятельной работе [6].

Согласно ТК РФ, персонал на ОПО, ежемесячно к заработной плате, начисляемой рабочим по тарифным часовым ставкам, ИТР согласно установленного оклада за фактически отработанное время, каждый получает соответствующие выплаты: стимулирующие доплаты, связанные с режимом и условиями труда, районный, северный коэффициенты, работа в сложных климатических условиях, ночное время, многосменный режим и др.

Заключение договора обязательного страхования гражданской ответственности в соответствии с установленным законом РФ за причинение

вреда в результате аварии на опасном объекте. Федеральный закон от 27.07.2010 N 226-ФЗ [5].

Персоналу в связи с дальним расположением от места проживания, организация обязана организовывать доставку к месту выполнения работ, либо компенсировать самостоятельное прибытие, согласовав в действующем договоре.

В свою очередь персонал ОПО обязан «соблюдать положение правовых актов. Знать правила ведения работ и порядок действия в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте» 19.07.2011 N 248-ФЗ. Проходить соответствующую подготовку и аттестацию.

5.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны

При рассмотрении СанПиН 1964-79 можно выделить несколько основных положений для работы на буровой установке [4].

Машины и механизмы должны обеспечивать максимальную механизацию и автоматизацию основных и вспомогательных производственных операций, снижение тяжести и напряженности труда и соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.005-74[5].

Системы управление, расположение и компоновка пульта, органов управления индикаторов должны соответствовать анатомо-физиологическим особенностям человека. ГОСТ 22269-76 [14].

Рабочее место должно быть максимально защищено от воздействия неблагоприятных факторов и обеспечивать достаточный обзор рабочей зоны.

5.2. Производственная безопасность

При выполнении работ буровая установка является самым опасным местом на объекте и необходимо учитывать все опасные и вредные факторы, влияющие на персонал. Рассмотрим основные неблагоприятные факторы.

В таблице 26 предоставлены возможные опасные и вредные факторы.

Таблица 26 – Возможные опасные и вредные факторы.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень общей и локальной вибрации	—	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 [5]
2. Недостаток освещения	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [13] СНиП 23-05-95 [7]
3. Движущиеся части и механизмы	—	+	+	ГОСТ 12.2.003-74 [15] ГОСТ 12.4.026-2001 [16]
4. Работа на высоте	—	+	+	ПОТ Р М-012-2000 [9]
5. Неблагоприятные климатические условия	—	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [13] ТК РФ Статья 109 [10]

5.2.1 Анализ и обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

5.2.1.1 Повышенный уровень общей и локальной вибрации

Уровень вибрации на рабочих местах осуществляется и регламентируется - ГОСТ 12.1.012-2004.

Основным источником вибрации на БУ является буровое оборудование, такое как: верхний силовой привод, вышечно- лебедочный блок, двигатели внутреннего сгорания, буровые насосы, а также гидродинамические нагрузки в линии манифольда БУ и др. Так как вибрация отрицательно сказывается на здоровье персонала, то у них могут возникать различные симптомы: нарушения вестибулярного аппарата, головокружения и т.д. [21]. При постоянном негативном воздействии данного фактора у персонала могут возникнуть хронические болезни. Значения нормируемых параметров определяется согласно ГОСТ 31192.2 и ГОСТ 31319. В таблице 27 предоставлены допустимые нормы вибрации.

Таблица 27 – Допустимые нормы вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,29	11,2
4	0,28	5
8	0,055	2
16	0,028	2
32	0,014	2
63	0,0072	2

За соблюдением и выполнением установленных санитарных норм отвечает работодатель, либо ответственное лицо. В первую очередь осуществляется оценка возможных рисков, далее предпринимаются меры по их устранению. Для начала определяются источники и сила вибраций. Далее проектируются рабочие места с максимальным снижением вибрационной силы, используются материалы, конструкции, снижающие либо вибрацию, либо воздействие вибрационных сил на персонал. Установленные нормы и правила для персонала, установленные руководством, должны контролироваться ответственными людьми, но и соблюдаться персоналом.

5.2.1.2 Недостаток освещения

Работа буровой установки не зависит от времени года, ни от времени суток. Работы производятся и в ночное время. По этой причине на буровой установлены нормы освещения. Так же средства освещения для БУ, используемых в условиях загрязнения воздушной среды, должны проектироваться с учетом величины коэффициента пропускания воздушной среды и обеспечивать нормальную освещенность рабочей поверхности для самых неблагоприятных условий эксплуатации. Несмотря на работу в оборудованных помещениях, по регламенту СНиП 23-05.95[22], персонал обязан периодически присутствовать на буровой установке, для управления и контроля выполнения особо значимых технологических операций в процессе

цикла строительства скважины. В таблице 27 предоставлены нормы освещенности в рабочей зоне.

Таблица 28 – Нормы освещенности в рабочей зоне (вагон-офис)

Характеристика зрительной работы	III разряд
Наименьший размер объекта, мм	0,3-0,5
Подразряд зрительной работы	B
Контраст объекта с фоном	средний
Характеристика фона	светлый
Норма освещенности комбинированная, лк	750
Норма освещенности общая, лк	200
Норма коэф. пульсации местного освещ, %	15
Норма коэф. пульсации общего освещ, %	20

Согласно правил ПБНГП на БУ должно обеспечиваться освещение согласно таблице 29.

Таблица 29 – Нормы освещенности в рабочей зоне (буровая установка)

Место ведения работ	Норма освещенности, лк
Роторный стол	100
Пути движения талевого блока	30
Помещения вышечного и насосного блоков	75
Переветорная площадка	75
Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10

В обязанности работодателя и ответственного лица входит, контроль выполнения, соответствия уровня освещенности нормам на местах ведения работ. Также контролировать оборудование и места постоянного нахождения персонала, местное освещение, общее и аварийное освещение, согласно норм.

5.2.1.3 Движущиеся части производственного оборудования и механизмы

Рабочее место на буровой установке является повышенным опасным местом, здесь повышенный риск здоровью человека. Основным источником

опасности являются крупногабаритные оборудования, а также оборудования, предназначенные для их перемещения. Согласно ГОСТ 12.2.003-91: конструкция оборудования должна исключать возможность их самопроизвольного смещения, движущиеся части оборудования должны быть ограждены, должны быть установлены защитные устройства: предохранительные кожуха, ограждения, концевые выключатели. Так же по ГОСТ 12.4.026-2001 ремонт и обслуживание оборудования выполняется только с отключенном состоянии с использованием опознавательными сигнальными знаками. Персонал производящий ремонт должен иметь документ к допуску обслуживанию и ремонту оборудования.

Каждый из персонала находящийся на ОПО должен иметь специальные средства индивидуальной защиты, такие как: защитная - каска, очки, перчатки, специальная обувь и т.д., согласно климатическим условиям [20].

5.2.1.4 Работа на высоте

В состав рабочего состава буровой установки имеется рабочий верхового обслуживания.

Высота стола ротора буровой установки составляет в среднем 8 метров. Позиция верхового рабочего находится на высоте от 24 до 27 метров, поэтому к основным и особо серьезным рискам на БУ относится угроза падение верхового рабочего с высоты, что приводит к переломам, рваным ранам и в особо тяжелых случаях к летальному исходу.

Для снижения уровня опасности для работы верхового, к его рабочей площадке применяют ряд требований, таких как: иметь укрытие от неблагоприятных атмосферных условий, площадка должна быть шириной не менее 0,7 метров, с перилами высотой 1-1,25 метра, поверхность площадки должна быть выполнена из листовой стали с рифленой поверхностью. Выполнение работы за ограждением, производится исключительно с страховочными поясами и персоналом.

Исходя из вышеизложенного, а также для проведения всех работ безаварийно, без риска здоровья для всего персонала необходимо: чтобы каждый работник обладал соответствующей квалификацией согласно занимаемой должности или штатного расписания буровой бригады. К примеру, для верхового требуется иметь соответствующий разряд верхового, а также иметь разряд стропальщика соответствующего разряда [24].

5.2.1.5 Неблагоприятные климатические условия

Как описывалось ранее, процесс бурения производится круглогодично, а также в различных климатических и географических условиях. В некоторых районах страны в летнее время температура воздуха может достигать +40 °С, а при бурении в морях Северного ледовитого океана, либо в условиях крайнего севера до -65 °С. В таких условиях персонал подвергается риску получить переохлаждение и связанные впоследствии заболевания, либо тепловой удар. Исходя из этого, по нормам СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [28], работодатель обязан обеспечить персоналу, благоприятный для выполнения работ, микроклимат.

В связи с этим коллективными средствами защиты против мороза в зимнее время года применяются: система отопления производственных помещений, оборудованные места для отдыха и обогрева персонала, защитные промышленные конструкции от атмосферных осадков, осуществлять плановое чередование труда и отдыха. В летний же период выполнения работ осуществляются с проветриванием и кондиционированием производственных помещений, обеспечить персонал питьевой водой [25].

В таблице 30 предоставлены метеорологические условия приостановки работ.

Таблица 30 – Метеорологические условия приостановки работ

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-40
не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15,0	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

5.3. Экологическая безопасность

Экологической безопасности в нефтяной сфере уделяется большое внимание. В процессе бурения, к кусту «привязан» эколог, контролирующий соблюдения всех норм экологической безопасности.

Так же в проектировании процесса углублении скважины предпринимаются меры по предупреждению ГНВП и ГРП. Основные осложнения, способствующие загрязнению. ГНВП – загрязнение территории вокруг скважины нефтью, газом, буровым раствором, а при ГРП возможно загрязнение близлежащих вод.

5.3.1 Защита атмосферы

Основным источником выбросов в атмосферу неблагоприятных газов в процессе бурения являются ДВС, техника и специальные агрегаты. Но они не так сильно сказываются на загрязнение, как аварийные ситуации при строительстве скважины. При нарушении правил ПБНГП может произойти ГНВП и впоследствии открытое фонтанирование с выбросом нефти, газа, бурового раствора.

Для избегания данной ситуации, в процессе проектирования, под каждую скважину рассчитывается своё противовыбросовое оборудование, которое предотвращает выброс содержимого скважины на поверхность.

На территории ОПО регулярно производится контроль и измерение загрязнения атмосферного воздуха, с записью ежесуточных показаний.

В таблице 30 предоставлены нормы предельно-допустимых выбросов, загрязняющих веществ.

Таблица 31 – Нормативы предельно-допустимых выбросов, загрязняющих веществ

Наименование вещества	Выброс веществ сущ. положение на 2019 год		ПДВ	
	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5
Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	0,0007120	0,002062	0,0007120	0,002062
диНатрий карбонат	0,0000001	0,000008	0,0000001	0,000008
Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	5,2702947	12,748897	5,2702947	12,74
Азот (II) оксид (Азота оксид)	4,5373702	10,971262	4,5373702	10,971262
1	2	3	4	5
Углерод (Сажа)	0,9741292	2,230151	0,9741292	2,230151
Сера диоксид-Ангидрид сернистый	1,8478658	4,178052	1,8478658	4,178052
Дигидросульфид (Сероводород)	0,0001901	0,000142	0,0001901	0,000142
Углерод оксид	11,3476870	25,923429	11,3476870	25,923429
Метан	0,6261631	0,036454	0,6261631	0,036454
Бенз/а/пирен(3, 4-Бензпирен)	0,0000191	0,000047	0,0000191	0,000047
Ацетальдегид	0,0006600	0,057410	0,0006600	0,057410
Формальдегид	0,1913742	0,522241	0,1913742	0,522241
Керосин	4,8385052	11,244201	4,8385052	11,244201
Углеводороды предельные C12-C19	0,0370761	0,026619	0,0370761	0,026619
Пыль неорганическая: 70-20% SiO2	0,0249122	0,054976	0,0249122	0,054976

При проектировании по уменьшению выбросов необходимо учитывать данные мероприятия: регулярный контроль за точным соблюдением регламента производства, за работой спецтехники и агрегатов, за использованием высококачественного сырья [26].

5.3.2 Защита гидросферы

Основным возможным и наиболее опасным загрязнением гидросферы, является загрязнение подземных вод различными растворами. Для предотвращения загрязнения, в процессе проектирования и бурения скважины, по правилам ПБНГП, поддерживают давление в скважине, не превышающей давление гидроразрыва, из-за которого и может произойти утечка растворов и флюида в близлежащие подземные воды.

Также согласно ГОСТ 17.1.3.12-86, запрещено сбрасывать сточные воды на рельеф. Для этого сооружаются специальные амбары, используют специальную технику, для выкачки и вывоза и дальнейшей утилизации сточных вод, использованного бурового раствора и прочего.

5.3.2 Защита литосферы

Основными требованиями к обеспечению защиты литосферы и геологической среды при проектировании, строительстве и эксплуатации скважины является разработка и выполнение профилактических и организационных мероприятий, направленную на охрану недр.

Исследованиями установлено, что в процессе бурения и эксплуатации нефтегазовых месторождений создаются условия для нарушения экологического равновесия недр. Длительная практика заводнения продуктивных пластов на нефтяных месторождениях приводит к тому, что увеличивается содержание сероводорода в нефти, в пластовых водах и газе и это способствует снижению проницаемости пластов. Этот процесс быстро

развивается в случаях, когда для заводнения используются пресные или маломинерализованные воды.

Неизбежное разрушение земной поверхности при различном строительстве, прокладке трубопроводов, множестве грунтовых дорог становится причиной развития промоин, оврагов, разрушения защитного почвенно-растительного слоя - это приводит к усилению дефляции, возникновению пыльных бурь.

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтепродуктами почв происходит очень медленно. Поэтому применяются методы рекультивации, которые основываются на удалении нарушенных или загрязненных горизонтов, нанесении на поверхность плодородного почвенного слоя.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация на БУ может быть вызвана технологическими, техническими, человеческим фактором и при природных катаклизмах. Основные аварии при которых складывается такая ситуация: ГНВП (открытое фонтанирование, грифоны), пожар, взрыв, падение буровой. По статистике самым опасным и распространенным осложнением является ГНВП с последующим фонтанированием, которое уже может повлечь за собой последующие перечисленные аварии. ГНВП относится к техногенной чрезвычайной ситуации.

Причины, по которым может произойти ГНВП: ошибки в расчетах и приготовлении бурового раствора, жидкости глушения, отсутствие контроля уровня жидкости в скважине и в колонне.

В случае открытого фонтанирования, буровая бригада обязана покинуть БУ. Дальнейшие действия по ликвидации аварии берет на себя бригада КРС.

Методы по предупреждению ГНВП: правильный выбор конструкции скважины; контроль и поверка ПВО, регулярные контрольные опрессовки

ПВО; вывешивание плакатов, предупреждающих о вскрытие продуктивного пласта; выполнение проектных параметров бурового раствора; контроль качества цементирования; тренировки и инструктажи с персоналом (проведение учебной тревоги «Выброс») [23].

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены и описаны решения на строительство наклонно-направленной скважины глубиной 2955 метров на нефтяном месторождении Томской области, Каргасокского района. Данная работы сложена из нескольких частей: геологической, технологической, специального вопроса, раздела «Социальная ответственность» и «Финансовый менеджмент».

Рассмотрены и учтены все возможные осложнения и особенности геологических условий.

Зон недопустимых по условию бурения не обнаружено, поэтому выбрана одноколонная конструкция скважины. Осложнений, при которых необходим спуск технической колонны, так же не обнаружено.

В технологической части выпускной квалификационной работы были произведены расчеты, конструкции, компоновки скважины, режимы бурения, способ цементирования и заканчивания скважины.

Проанализировав степень абразивности и категорию буримости горных пород для направления было выбрано трёхшарошечное долото (393,7 НьюТек Сервисез, а для интервала под кондуктора и эксплуатационную колонну, долота PDC, что обеспечит максимальное значение механической скорости бурения.

На этапе цементирования скважины, при проверке условия недопущения гидроразрыва или поглощения раствора, условие не выполнялось, в связи с чем было выбрано двухступенчатое цементирование.

В специальной части были рассмотрены и описаны методы борьбы с не герметичностью обсадных колон с помощью пластырей. Современные методы ремонта обсадных колонн, позволяют ускорить процесс ликвидации аварий в процессе бурения, следовательно, уменьшить время простоев и время бурения.

В разделе «Финансовый менеджмент» был рассмотрен состав подрядной буровой компании, а также составлена смета на проектируемую скважину.

В разделе «Социальная ответственность» был проведен анализ техники безопасности на буровой установке, а также анализ производственной и экологической безопасности.

Список использованной литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.;
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы);
3. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин;
4. Проводка скважины. [Электронный ресурс] —Режим доступа: <https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/515437-provodka-skvazhiny/>, свободный (дата обращения 29.03.2020).
5. Комплексы механизмов АСП. [Электронный ресурс] —Режим доступа: <http://uralmash-ngo.com/index.php/2011-07-21-12-32-12/2011-07-21-12-44-43/67-2011-08-04-12-11-05>, свободный (дата обращения 29.03.2020).
6. Основы нефтегазового дела. [Электронный ресурс] —Режим доступа: <https://www.intuit.ru/studies/courses/4808/1056/lecture/16209?page=2>, свободный (дата обращения 29.03.2020).
7. Основы нефтегазового дела: учебное пособие / В.Г. Крец, А.В. Шадрина. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 182с.
8. Установка стальных пластырей. [Электронный ресурс] —Режим доступа: <http://helpiks.org/6-21996.html>, свободный (дата обращения 19.04.2018).
9. Добыча нефти и газа. Устранение негерметичности обсадных колонн. [Электронный ресурс] –Режим доступа: <http://oilloot.ru/o-sajte/206-ustranenie-negermetichnosti-obsadnoj-kolonny>, свободный (дата обращения 29.03.2020).

10. Технология и техника бурения: учеб. пособие /В.С. Войтенко [и др.] ; под общ. ред. В.С. Войтенко. В 2 ч. Ч. 2. Технология бурения скважин. — Минск: Новое знание; М.: ИНФРА-М, 2013. — 613 с.: ил
11. Медведев Н. В., Гланц А. А., Григоревский А. С. Справочник механика по геологоразведочному бурению. М., «Недра», 1973. 528 с.
12. Схема работы АСП - 3. [Электронный ресурс] — Режим доступа: https://vuzlit.ru/394655/shema_raboty, свободный (дата обращения 29.03.2020).
13. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>
14. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>
15. СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ: в 3-х
16. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ глава 47 (ред. от 16.12.2019) «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [Электронный источник] /http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0
17. Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 N 302н (ред. от 13.12.2019) "Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда" [Электронный источник] /http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_120902/
18. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ глава 47 (ред. от 16.12.2019) «Ограничения на работы вахтовым методом»

http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/af72ada0e271d7cdc217199d8c67f147d8974583/

19. «Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых» СанПиН 1964-79 от 19.02.1979г.

20. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – Введ. 01.01.1992. - Постановлением Государственного комитета СССР по управлению качеством продукции и стандартам от 06.06.91 N 807

21. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.07.2008 – М: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 2008

22. «Естественное и искусственное освещение» СНиП 23-05-95 от 01.01.1996 г. – Введ. постановлением Минстроя России от 2 августа 1995 г. N 18-78

23. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.

24. ПОТ Р М-012-2000. Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте – Введ: Министерство труда и социального развития Российской Федерации постановление от 4 октября 2000 г. № 68

25. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ статья 109 (ред. от 16.12.2019) «Специальные перерывы для обогрева и отдыха» [Электронный источник] / <http://tkodeksrf.ru/ch-3/rzd-5/gl-18/st-109-tk-rf>

26. Федеральный закон от 4 мая 1999 г. N 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (с изменениями и дополнениями) Глава III. «Организация деятельности в области охраны атмосферного воздуха» (ст. ст. 9 - 20) Статья 12. «Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на атмосферный воздух»

27. ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше. – Введ: 01.07.1987.: постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 26 марта 1986 г. N 691

28. «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» СанПиН 2.2.4.548-96 (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 1 октября 1996 г. N 21).

29. ГОСТ 22269-76. Система "Человек-машина". Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования. – Введ: 22.12.1976.: постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 22 декабря 1976 г. N 2798 срок введения установлен с 01.01.78

30. ГОСТ 12.2.003-74. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – Введ: 01.01.1976.: постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 27 декабря 1974г. N 2837 срок введения установлен с 01.01.76

31. ГОСТ 12.4.026-2001. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний. – Введ: 19.09.2001.: постановлением Госстандарта РФ от 19 сентября 2001 г. N 387-ст

Приложение А

Геологическая характеристика скважины

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

Интервалы разреза с различными геолого- техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернозности в интервале	Угол залегания пластов
от	до	мощность	название свиты	индекс		
1	2	3	4	5	6	7
0	40	40	Четвертичные отложения	Q	1,5	0
40	90	50	Туртасская свита	P _{3/3}	1,5	0
90	175	85	Новомихайловская свита	P _{3/2}	1,5	0
175	280	102	Атлымская свита	P _{3/1} -P _{3/2}	1,5	0
280	450	170	Тавдинская свита	P _{2/3} -P _{3/1}	1,5	0
450	650	200	Люлинворкая свита	P ₂	1,5	0
650	750	100	Талицкая свита	P ₁	1,3	0
750	805	55	Ганькинская свита	K ₂	1,3	0
805	935	130	Березовская свита	K ₂	1,3	0
935	950	15	Кузнецовская свита	K ₂	1,3	0
950	1750	800	Покурская свита	K ₁ -K ₂	1,1	0°30''
1750	1840	90	Алымская свита	K ₁	1,1	0°30''
1840	2035	195	Сангопайская свита	K ₁	1,1	0°30''
2035	2310	275	Усть-Балыкская свита	K ₁	1,1	0°30''
2310	2722	412	Сортымская свита	K ₁	1,1	0°30''
2722	2754	32	Баженовская свита	J ₃	1,1	1°30''
2754	2755	1	Георгиевская свита	J ₃	1,1	1°30''
2755	2815	60	Васюганская свита	J ₃	1,1	1°30''
2815	2850	35	Тюменская свита	J ₁₋₂	1,1	до 2°

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратигра- фического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале, %
1	2	3	4	5
Q	0	40	глина	70
			песчаник	30
P ₃₃	40	90	глина	60
			песчаник	35
			алевролит	5
P _{3/2}	90	175	глина	50
			песчаник	32
			уголь	8
			алевролит	10
P _{3/1} -P _{3/2}	175	280	песчаник	75
			уголь	25
P _{2/3} -P _{3/1}	280	450	глина	90
			алевролит	10
P ₂	450	650	глина	100
P ₁	650	750	глина	92
			песчаник	8
K ₂	750	805	глина	78
			известняк	22
K ₂	805	935	глина	100
K ₂	935	950	глина	87
			алевролит	8
			песчаник	5
K ₁ -K ₂	950	1750	глина	65
			алевролит	17
			песчаник	18
K ₁	1750	1840	аргиллит	60
			песчаник	40
K ₁	1840	2035	песчаник	60
			аргиллит	20
			алевролит	20
K ₁	2035	2310	песчаник	30
			аргиллит	50
			алевролит	20
K ₁	2310	2722	песчаник	50
			аргиллит	25
			алевролит	25
J ₃	2722	2754	аргиллит	80
			глина	20
J ₃	2754	2775	аргиллит	80
			алевролит	5
			песчаник	15
J ₃	2755	2815	песчаник	50
			аргиллит	40
			известняк	10
J ₁₋₂	2815	2850	аргиллит	20
			алевролит	15
			песчаник	60
			уголь	5

Таблица А.3 – Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратиграф. подразделени я.	Интервал, м.		Краткое название горной породы.	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Трещеноватос ть	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							По буримости	Породы промысловой классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	40	глина	2,0	25-30	–	100	X	I-II	мягкая
			песчаник	2,0	10	–	90	IV		
P ₃₃	40	90	глина	2,4	30	–	100	X	I-II	мягкая
			песчаник	2,1	20	–	20	IV		
			алевролит	2,2	30	–	100	X		
P _{3/2}	90	175	глина	2,3	30	–	100	IV	I-III	мягкая
			песчаник	2,1	25	–	50	X		
			уголь	1,5	–	–	10	V		
			алевролит	2,2	20	–	20	X		
P _{3/1} -P _{3/2}	175	280	глина	2,35	25	–	100	IV	I-III	мягкая
			песчаник	2,1	25	–	20	X		
			уголь	1,5	-	–	10	V		
			алевролит	2,3	20	–	20	X		
P _{2/3} -P _{3/1}	280	450	глина	2,35	20	–	100	IV	I-III	мягкая
P ₂	450	650	песчаник	2,1	22	–	20	VIII	I-III	мягкая
			глина	2,3	20	–	100	IV		
P ₁	650	750	глина	2,35	20	–	100	V	I-IV	Мягкая- средняя
			известняк	0,8	2	–	–	X		
K ₂	750	805	глина	2,25	16	–	100	IV	I-IV	Мягкая
K ₂	805	935	песчаник	2,2	22	–	30	III	I-IV	Мягкая
			глина	2,3	17	–	100	VI		
			алевролит	2,3	20	–	10	X		

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
K ₂	935	950	песчаник	2,2	21	–	10	III	I-IV	Мягкая- средняя
			глина	2,3	16	–	100	VI		
			алевролит	2,2	20	–	20	X		
K ₁ –K ₂	950	1750	глина	2,35	16	–	100	V	I-V	Мягкая- средняя
			песчаник	2,2	32	0,5	2,5	III-VIII		
			алевролит	2,3	20	–	2	IX		
K ₁	1750	1840	песчаник	2,2	22	–	5	X	I-V	средняя
			алевролит	2,3	20	–	20	VI		
K ₁	1840	2035	песчаник	2,18	25	0,25	7-14	III-VIII	I-V	средняя
			алевролит	2,3	20	–	300	VI		
			аргиллит	2,4	16	–	100	IV		
K ₁	2035	2310	песчаник	2,2	22	–	5	III-VIII	I-V	средняя
			алевролит	2,3	10	–	30	VI		
			аргиллит	2,4	15	–	100	IV		
K ₁	2310	2722	песчаник	2,2	22	0,15	9-15	III-VIII	I-V	средняя
			алевролит	2,3	15	–	25	VI		
			аргиллит	2,4	5	–	100	IX		
J ₃	2722	2754	аргиллит	2,4	15	–	100	IX	I-V	средняя
			глина	2,3	15	–	100	X		
J ₃	2754	2755	аргиллит	2,4	15	–	100	IX	I-V	средняя
			алевролит	2,3	15	–	30	VI		
			песчаник	2,15	17	–	5	III-VIII		
J ₃	2755	2815	песчаник	2,2	20	0,02	5	III-VIII	I-V	средняя
			аргиллит	2,4	15	–	100	X		
			известняк	2,1	2	–	–	V		
J ₁₋₂	2815	2850	песчаник	2,18	17	0,01	6-21	III-VIII	I-V	Средняя
			аргиллит	2,45	10	–	100	IV		
			алевролит	2,45	15	–	30	VI		
			уголь	1,4	–	–	–	V		

Таблица А.4 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подраздела	Прогнозируемый интервал, м		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
	от	до	Пластового, (кгс/см²)/м		Порового, (кгс/см²)/м.		Гидроразрыва, (кгс/см²)/м		Горного, (кгс/см²)/м.		
			от	до	От	До	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q – P _{2/3}	0	450	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0	0,22	13
P _{2/3} - K ₂	450	975	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,23	0,23	44
K ₂ – K ₁	975	1865	0,100	0,100	0,100	0,100	0,18	0,18	0,23	0,23	57
K ₁	1865	1900	0,100	0,100	0,100	0,100	0,16	0,16	0,23	0,23	57
K ₁ - J ₃	1900	2722	0,100	0,100	0,100	0,100	0,16	0,16	0,23	0,23	68
J ₃	2722	2815	0,102	0,102	0,100	0,102	0,16	0,16	0,23	0,23	83
J ₁ - J ₂	2815	2850	0,102	0,102	0,102	0,102	0,16	0,16	0,23	0,23	86

Приложение Б

Зоны возможных осложнений

Таблица Б.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q – P _{2/3}	0	450	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – до 5 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
Q – P _{2/3}	0	450	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности. Длительные простои при бурении.
Q – P _{2/3}	0	450	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектного. Плохая очистка ствола скважины от шлама.
P _{2/3} -K ₁	450	1750	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности. Длительные простои при бурении.
P _{2/3} -J ₁₋₂	450	2850	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектного. Плохая очистка ствола скважины от шлама. Сужение ствола скважины.
K ₂ -K ₁	950	1750	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – до 7 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
K ₁ -J ₁₋₂	1840	2850	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности. Длительные простои при бурении
K ₁ -J ₁₋₂	1840	2850	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – до 3 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
K ₁ (AC ₄)	1840	1900	Нефтегазопроявление	Нефтегазопроявление с плотностью флюида 0,913 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.
K ₁ (BC ₁₀)	2330	2340	Нефтепроявление	Нефтепроявление с плотностью флюида 0,803 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.
J ₂₋₁ (ЮС ₂)	2810	2830	Нефтепроявление	Нефтепроявление с плотностью флюида 0,840 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.

Таблица Б.2 – нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
K ₁ (AC ₄₋₆)	1852	1900	Поров.	913	–	51	–
K ₁ (BC ₁₀)	2340	2350	Поров.	803	–	49	–
J ₁ – J ₂	2800	2820	Поров.	840	80-90	18	–
Водоносность							
K ₂ -K ₁	950	1750	Поров.	1012	1200-1500	–	Минерализ. – 18 г/л. Хим. состав (преоб.: Cl ⁻ - 98 %, Na ⁺ - 91%)
K ₁ (AC ₄)	1905	1908	Поров.	1004	5	–	Поддержание пластового давления AC ₄ . Минерализ. – 18,14 г/л. Хим. состав (преоб.: Cl ⁻ - 97,82 %, Na ⁺ - 95,73%)
K ₁ (BC ₁₀)	2355	2360	Поров.	1001	10	–	Поддержание пластового давления BC ₁₀ . Минерализ. – 16,9 г/л. Хим. состав (преоб.: Cl ⁻ - 98 %, Na ⁺ - 94,13%)

Приложение В

Расчеты профиля проектируемой скважины

Таблица В.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля	S-образный; с вертикальным участком на конце										
Исходные данные											
Глубина скважины по вертикали, м				2850		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10 м				1,5	
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м				2800		Зенитный угол в конце участка набора угла, град				16	
Отход скважины, м				750		Зенитный угол в конце участка падения угла, град				16	
Длина первого участка стабилизации, м				100		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				16	
Длина третьего участка стабилизации, м				204							
Длина интервала бурения по пласту (мощность пласта), м				20							
Длина участка под зумпф, м				35							
Расчётные данные											
№ ин-тер-вала	Длина по вертикали, м			Отход, м			Зенитный угол, град		Длина по стволу, м		
	От	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего
1	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,00	100,00	100,00
2	100,00	204,13	104.13	0,00	14.47	14.47	0,000	15.820	100,00	205.47	105.47
3	204,13	2800	2595.87	14.47	750	735.83	15.820	15.820	205.47	2903.53	2698.06
4	2800	2850	50	750	764.17	14.17	15.820	15.820	2903.53	2955.50	51.97

Приложение Г

Конструкция скважины

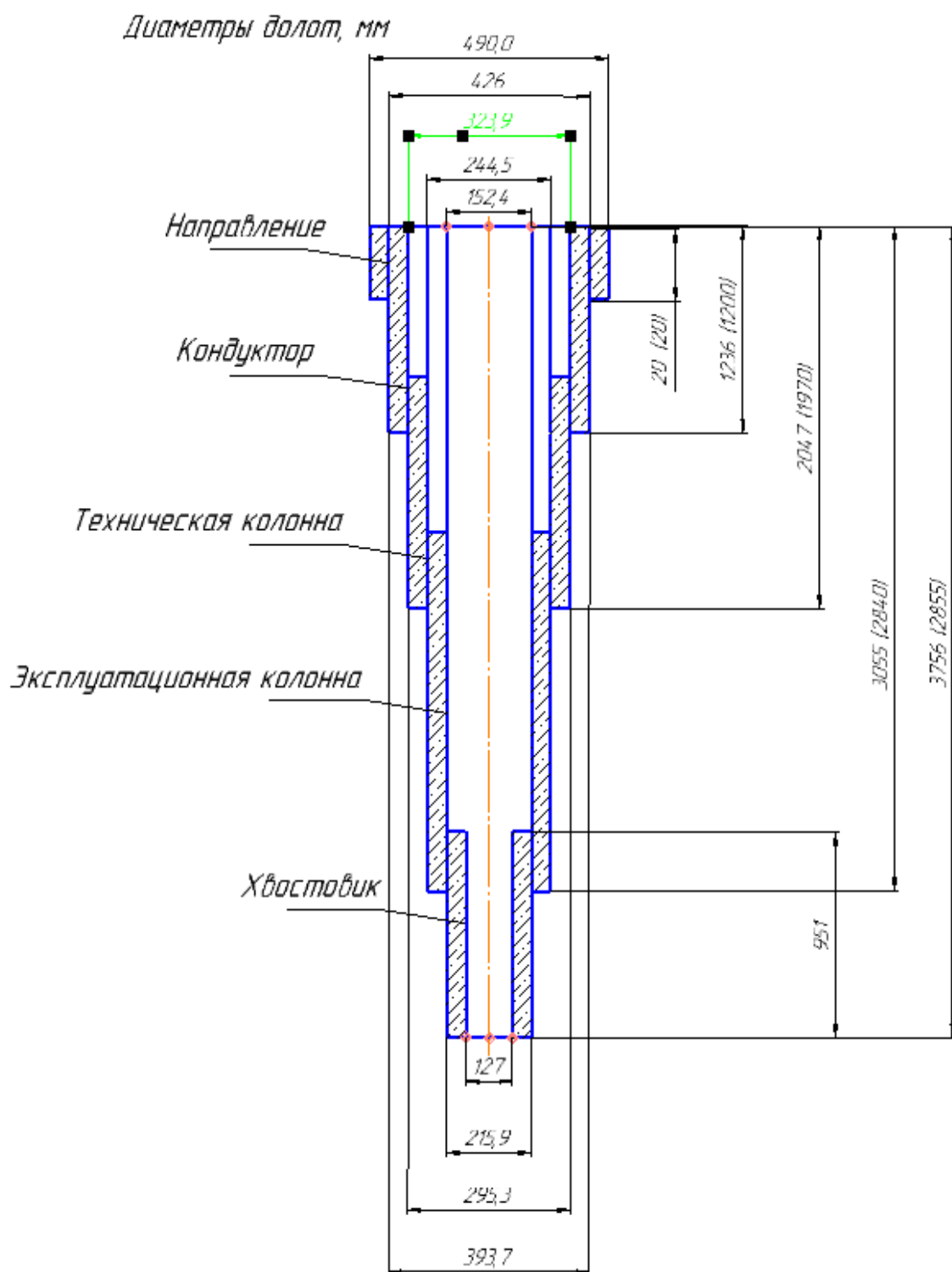


Рисунок Г.1 – Конструкция скважин

Приложение Д
(обязательное)

Проектирование компоновки низа бурильной колонны

Таблица Д.1 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под направление (0–50 м)							
1	Ш 393,7 НьюТек Сервисез	0,65	393,7	–	3-152	Ниппель	0,250
2	Переводник М152хМ171	0,52	225	100	3-152	Муфта	0,093
					3-171	Муфта	
					3-171	Муфта	
3	КЛС-390 М	1,6	390	80	3-171	Ниппель	0,515
					3-171	Муфта	
4	Переводник М171хН161	0,54	225	73	3-171	Ниппель	0,061
					3-161	Муфта	
5	УБТС2-203х100 Д	18	203	100	3-161	Ниппель	2,568
					3-161	Муфта	
6	Переводник М161хН163	0,53	225	76	3-161	Ниппель	0,090
					3-163	Муфта	
7	Обратный клапан	0,37	240	80	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
8	Переводник М163хН162	0,52	225	76	3-163	Ниппель	0,087
					3-162	Муфта	
9	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	1662,0
					3-162	Муфта	

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8
10	Переводник М162хН133	0,50	225	76	3-162	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
11	КШЗ-133х35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
12	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8
Бурение под кондуктор (50–775 м)							
1	PDC БИТ 295,3 ВТ 419 СР	0,39	295,3	–	3-152	Ниппель	0,035
2	Переводник М152хМ152	0,52	240	–	3-152	Муфта	0,093
					3-152	Муфта	
3	К 295,3 МС	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,52	225	80	3-152	Ниппель	0,060
					3-171	Муфта	
5	Д-240РС	10,1	240	–	3-171	Ниппель	2,547
					3-163	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	240	55	3-163	Ниппель	0,105
					3-163	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ-240РС	0,37	240	55	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
8	Переводник М152хН163	0,521	225	101	3-163	Ниппель	0,087
					3-152	Муфта	

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8
9	К 295,3 МС	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
10	Переводник М163хН161	0,521	225	101	3-163	Ниппель	0,087
					3-161	Муфта	
11	УБТС2-203х100 Д	12	203	100	3-161	Ниппель	2,568
					3-161	Муфта	
12	Переводник М161хН147	0,52	225	100	3-161	Ниппель	0,060
					3-147	Муфта	
13	УБТС2-178х90 Д	24	178	90	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
14	Переводник М147хН162	0,53	225	100	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
15	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	21,161
					3-162	Муфта	
16	Переводник М162хН133	0,50	225	76	3-162	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
17	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
18	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8
Бурение под эксплуатационную колонну (775–2825)							
1	РДС БИТ 215,9 В 516 У	0,385	215,9	–	3-117	Ниппель	0,025
2	Переводник М117хМ133	0,47	172	–	3-117	Муфта	0,037
					3-133	Муфта	

Окончание таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8
3	Калибратор К 220 С	0,40	215	70	3-133	Ниппель	0,058
					3-133	Муфта	
4	Переводник М133хН117	0,46	172	80	3-133	Ниппель	0,030
					3-117	Муфта	
5	ДРУ2-178РС	5,0	178	–	3-117	Муфта	1,669
					3-133	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-172РС	0,84	172	66	3-133	Ниппель	0,103
					3-133	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ- 172РС	0,93	172	55	3-133	Ниппель	0,098
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,51	172	78	3-133	Ниппель	0,031
					3-147	Муфта	
9	УБТС2 178х90 Д	42	178	90	3-147	Ниппель	6,552
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,53	171,4	80	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
11	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	82,685
					3-162	Муфта	
12	Переводник М162хН133	0,50	225	76	3-162	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Д.2 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Бурение	0	2700	ТБПК 127.0 X 9,19	127	Е	9,19	3-162	2648	82,7	91,3	1,46	1,53

Приложение Е

Параметры, потребные объемы буровых растворов и химических реагентов

Таблица Е.1 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
1	2	3	4	5	6	7
0	50	50	393,7	-	1,50	39,37
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						1,07
Расчетные потери бурового раствора при очистке						24,97
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,25
Объем раствора в конце бурения интервала						52,4
Объем раствора к приготовлению:						78,7
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
50	850	850	295,3	323,9	1,30	76,54
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						7,68
Расчетные потери бурового раствора при очистке						46,36
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						4
Объем раствора в конце бурения интервала						95,05
Общая потребность бурового раствора на интервале:						153,09
Объем раствора к приготовлению:						95,05

Продолжение таблицы Е.1

Объем раствора к приготовлению:						V ₃ :=73,0
1		2	3	4	5	6
Эксплуатационная колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³.
850	2955	2105	215,9	244,5	1,2	132,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						13,63
Расчетные потери бурового раствора при очистке						64,33
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						10,63
Объем раствора в конце бурения интервала						176,15
Общая потребность бурового раствора на интервале:						264,63
Объем раствора к приготовлению:						169,59

Приложение Ж
Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица Ж.1 – Нормативная карта строительства скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление									
Бурение	Ш 393,7 К-ЦГВ	0	50	400	0,02	50	1	1	1
Промывка (ЕНВ)									0,14
СПО и наращивание (ЕНВ)									1,25
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									3,25
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,42
Крепление (ЕНВ)									30,2
Смена вахт									0,1
Ремонтные работы									0,6
Итого									37,96

Продолжение таблицы Ж.1

Кондуктор									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение	III 295,3 ТЗ-ГВУ	50	850	400	0,02	800	2	16	16
Промывка (ЕНВ)									0,31
СПО и наращивание (ЕНВ)									6,37
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									3,49
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,4
Крепление (ЕНВ)									18,75
Смена вахт									0,5
Ремонтные работы									1,4
Итого									47,22
Эксплуатационная колонна									
Бурение	III 215,9 К-ПГВ (ПВ)	850	2955	3200	0,08	2105	1	168,4	168,4
Промывка (ЕНВ)									1,45
СПО и наращивание (ЕНВ)									25,25
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									11,18
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									1,72
Крепление (ЕНВ)									129,4
Смена вахт									0,8
Ремонтные работы									15,9
ГТИ									29,7
Итого									383,2

Таблица Ж.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
			Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4	516,6	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%			–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	–	–	0,63	87,06	3,3	456,027	3,03	418,72
Социальные отчисления, 30%			–	–	–	26,12	–	136,8081	–	125,61
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	–	–	0,63	9,07	3,3	47,52	3,03	43,63
Социальные отчисления, 30%			–	–	–	2,72	–	14,256	–	13,09
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,44	0,63	159,30	3,3	834,438	3,03	766,17
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	1443	–	–	0,63	909,09	3,3	4761,9	3,03	4372,29

Продолжение таблицы Ж.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями и РУС	сут	244,6	–	–	–	–	3,3	807,18	3,03	741,14
Прокат ВЗД	сут	175,44	–	–	–	–	3,3	578,952	3,03	531,58
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут	240,8	–	–	–	–	3,3	794,64	3,03	729,62
Прокат РУС	сут	423,35	–	–	–	–	–	–	–	–
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	23,6	–	–	0,63	14,87	3,3	77,88	3,03	71,51
Эксплуатация ДВС,	сут	11,3	–	–	0,63	7,12	3,3	37,29	3,03	34,24
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	257,41	–	–	0,63	162,17	3,3	849,453	3,03	779,95
Эксплуатация спецтранспорта	сут	178,5	40	7140	0,63	112,46	3,3	589,05	3,03	540,86

Окончание таблицы Ж.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сода каустик	т	138,18	—	—	0,05	6,909	0,16	22,1088	0,114	15,75252
Сода бикарбонат	т	229,31	—	—	0,05	11,4655	0,32	73,3792	0,23	52,7413
Бентонит марки ПБМБ	т	91,52	—	—	3,14	287,3728	25,84	2364,877	—	—
Osno-Desco CA	т	366,98	—	—	0,05	18,349	—	—	—	—
Барит	т	348	—	—	2,09	727,32	14,54	5059,92	—	—
Оснопак HV-O	т	779,8	—	—	—	—	1,62	1263,276	—	—
Оснопак LV-O	т	756,88	—	—	—	—	3,23	2444,722	—	—
Atren-FK D	т	412,84	—	—	—	—	1,62	668,8008	4,55	1878,422
Хлористый калий (ингибитор)	т	160,54	—	—	—	—	—	—	18,22	2925,039
Гаммаксан	т	642,2	—	—	—	—	—	—	0,8	513,76
Хлористый калий	т	160,54	—	—	—	—	8,08	1297,163	—	—
CaCO3	т	155,8	—	—	—	—	—	—	17,08	2661,064
Натрий-КМЦ Qolicel HV-T	т	256,6	—	—	—	—	—	—	3,87	993,042
Atren-Bio A	т	275,23	—	—	—	—	—	—	0,11	30,2753
Atren Antifoam B	т	1605,5	—	—	—	—	0,065	104,3575	0,11	176,605
393,7 НьюТек Сервисез	шт	1422	—	—	—	—	3	2844	—	—
БИТ 295,3 ВТ 419 СР	шт	4983,6	—	—	—	—	—	—	—	—
БИТ 215,9 В 516 У	шт	5504,6	—	—	—	—	—	—	1	5504,6
Калибратор КЛС 390 М	шт	550,46	—	—	—	—	2	1100,92	—	—
Калибратор К 295 МС	шт	412,84	—	—	—	—	—	—	—	—
Калибратор К 220 С	шт	275,23	—	—	—	—	—	—	1	275,23
Итого затрат на бурение	руб		22627395							

Таблица Ж.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна	
			Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	3,3	456,027	4,4	608,036	3,03	418,72
Социальные отчисления, 30%			–	136,8081	–	182,4108	–	125,61
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	3,3	47,52	4,4	63,36	3,03	43,63
Социальные отчисления, 30%			–	14,256	–	19,008	–	13,09
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	3,3	834,438	4,4	1112,584	3,03	766,17
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	23,6	3,3	77,88	4,4	103,84	3,03	71,51
Эксплуатация ДВС,	сут	11,3	3,3	37,29	4,4	49,72	3,03	34,24
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	257,41	3,3	849,453	4,4	1132,604	3,03	779,95
Эксплуатация спецтранспорта	сут	178,5	3,3	589,05	4,4	785,4	3,03	540,86
Обсадные трубы 324х8,5 Д	т	344,38	2	688,76				
Обсадные трубы 245х7,9 Д	т	345,38			194,95	67331,83		
Обсадные трубы 168,3х12,1 Д	т	399,1					50,00	19955,00
Обсадные трубы 168,3х10,6 Д	т	410,2					240,95	98837,69
БКМ-351	шт	74,77	1	74,77				
ЦКОДМ-324	шт	142	1	142,00				
ПРП-Ц-324	шт	35,4	1	35,40				
БКМ-245	шт	56,93			1	56,93		
ЦКОДМ-219	шт	103,4			1	103,40		
ЦТГМ-245/295	шт	26,4			28	660,00		
ПЦ-2-245/295	шт	25,4			2	50,8		
ПРП-Ц-245	шт	26,14			1	26,14		

Продолжение таблицы Ж.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
БКМ-168	шт	55,86					1	55,86
ЦКОД-168	шт	62,61					1	62,61
ПЦ-168/216	шт	12,84					19	719,04
ЦТГМ 168/212	шт	14,68					67	440,40
ПРП-Ц-В-168	шт	12,2					1	12,20
ПРП-Ц-Н-168	шт	21,65					1	21,65
МСЦ-168	шт	25,65					1	25,65
МБП-СМ	кг	0,69	425,268	293,4349	241,58	166,6902	129,27	89,1963
МБП-МВ	кг	0,98	346,66	339,7268	212,78	208,5244	109,52	107,3296
ПЦТ - II - 150	т	28,9	15,27	257,21				
ПЦТ - III - Об (4-6) - 50	т	27	31,03	829,71				
НТФ	кг	1,17	18,69	26,9217	20,17	23,5989	15,55	18,1935
Итого на крепление								89334744

Таблица Ж.4 – Сводный сметный расчет

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1	2	3
1. Подготовительные работы к строительству скважины		
Обустройство площадки	64 932	17 216 986
Рекультивация перед планировкой	16 584	3 615 312
Итого		20 832 298
2. Строительство и монтаж бурового оборудования		
Строительство и монтаж	156 879	34199622
Разборка и демонтаж	14 546	3171028
Итого		37370650
3. Бурение и крепление скважины		
Бурение скважины	118 067	22627395
Крепление скважины	419 406	89334744
Итого		111962139
4. Испытания скважины на продуктивность		
Испытание по окончанию бурения	35 689	7780202
Итого		7780202
5. Промыслово-геофизические работы		
Затраты на промыслово-геофизические работы	30645	6651610
6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4% от пунктов 1 и 2)	14842	3235556
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	1236	269448
Эксплуатация котельной и паровой установки	31 245	6811410
Итого		10316414
Итого прямых затрат		200 149 368
7. Накладные расходы		
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)	229529,092	50037342,11
8. Плановые накопления;		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)	80335,1823	17513069,74
9. Прочие работы и затраты		
Зарплаты, надбавки	54645,86	11912797,48
Транспортировка буровых бригад	4632,45	1009874,1
Сооружение водяной скважины	4746,92	1034828,56
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)	2455,96129	535 400
Амортизация жилого городка	1365,89	297764,02
Итого		14 790 664

Продолжение таблицы Ж.4

10. Резерв средств на непредвиденные расходы		
1	2	3
Затраты на непредвиденные работы и затраты (5% от пунктов 1-9, за вычетом транспортировки бригад)	64791,3862	14124522,2
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		296 614 966
ВСЕГО с учетом НДС (18%)		342437690,3

ПРИЛОЖЕНИЕ В																												
ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД																												
на бурение эксплуатационной скважины глубиной 2820 м																												
Предприятие: ОА "Сибирская Сервисная Компания"																												
Оборудование:																												
Буровая установка: БУ 3000/200 - ЭУК 1М																												
Лебедка: ЛБ - 750																												
Талевая система: 4х5																												
Ротор: 3 - 560																												
Насосы: УНБТ - 950																												
Геологическая часть							Техническая часть																					
глубина, м	Стратиграфия		Лито-логическое описание	Температура	Отбор керна	Интервалы	Конструкция скважины			Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Осевая нагрузка, т	Частота вращения, об/мин	Производительность насосов, л/с	Параметры промывочной жидкости	Примечание												
	Система	Свита					D																					
							общ.	зв.	доп.																			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	15													
100	Чет.	Чет.		13	отбор керна не производится	Поглащения, осыпи, обвалы, прихваты.	Направление	Кондуктор	640 м (700 м)	393,7 НьюТек Сервиса	-	3	60	70	Плотность=1,19 г/см³, УВ=30 сек, Ф=8, СНС1=22 дПа, П=менее 2 %, рН = 8	1. Подъем инструмента производить после промывки скважины в течении не менее двух циклов с постоянным доливом, и записью в буровом журнале объема доливаемого раствора. 2. Скорость СПО ограничить до 0,5-0,7м/с., за 100метров до продуктивного горизонта до 0,4м/с. 3. Не допускать нахождения бурильного инструмента без движения в открытом стволе более 5 минут. 4. При длительных вынужденных простоях: ремонт оборудования и прочее(при нахождении бурильного инструмента в открытом стволе), поднять бурильный инструмент в башмак обсадной колонны, наверх обратный клапан, устье загерметизировать. Инс 5. При проведении каротажных работ, шаблонировку скважины производить: при глубине до 1500м. - через 24часа, свыше 2500м. - через 36часов. На забое произвести промывку не менее двух циклов циркуляции. 6. Межколонное пространство опрессовать незамерзающей жидкостью : ф=324х245 -5 МПа, ф=245 х 178 - 5,0МПа. 7. Проверку ПВО производить буритьцирку - каждую смену, мастеру - еженедельно. Докрепление всех болтовых соединений производить 1 раз в декаду. 8. При бурении в интервалах набора параметров кривизны и стабилизации ствола скважины, компоновка бурильной колонны определяется ответственным организацией ведущей телеметрическое сопровождение, с обязательным согласовани 9. При бурении под тех.колонну и э.к. в случае возникновения признаков обвалообразования или газовододпроявления, запланировать поэтапное увеличение удельного веса с У=1,16х0,02 г/см3 до У=1,22х0,02 г/см3.												
		Туртасская свита																										
		Новомихайловская свита																										
		Атлымская свита																										
		Тавдинская свита																										
		Люлинворкая свита																										
200	ПАЛЕОГЕН	Талицкая свита		44																								
		Ганькинская свита																										
		Березовская свита																										
		Кузнецовская																										
		Покурская свита																										
		Алымская свита																										
		Сангопайская свита																										
		Усть-Балыкская свита																										
		Сортымская свита																										
		Баженовская свита																										
		Васюганская свита																										
2800	Юрская	Тюменская свита		86																								
		Тюменская свита																										
		Тюменская свита		86																								
		Тюменская свита																										
																2825 м (2955 м)			Эксплуатационная колонна									
																			БИТ 215,9 В 516 У									
																			ДРУ2-178РС									
																			7									
																			180									
																			35									
																			Плотность=1,16 г/см³, УВ=40-60 сек, Ф=8, СНС1=40 дПа, П=менее 0,5 %, рН = 8									